

**UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID  
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS**



**PROYECTO FIN DE CARRERA:  
SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE**

**Autor: Carlos González Álvarez.  
Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz.**



Autor: Carlos González Álvarez.

Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz.

## Resumen del Proyecto

El proyecto que se ha llevado a cabo presenta dos vertientes. En primer lugar se ha realizado un análisis de la normativa aplicable a instalaciones de pequeña potencia, presentado la idea de Balance Neto y sus consecuencias para este tipo de instalaciones conectadas a red a partir de fuentes de energía renovables. Paralelamente a este análisis, se lleva a cabo un proyecto básico de ejecución de una instalación aislada de generación eléctrica basada en energía solar y fotovoltaica.

En el análisis de la normativa actual aplicable a las instalaciones de generación eléctrica de pequeña potencia se describen tres conceptos básicos.

En primer lugar se presenta el concepto de Régimen Especial y la normativa aplicable para las instalaciones que se acojan a este plan. El Régimen Especial ha sido el plan de fomento para las instalaciones de pequeña potencia a partir de fuentes de energía alternativas que se instauró en nuestro país desde la redacción de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre en el que se definía el concepto de Régimen Especial, hasta la llegada del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se suspendieron los procedimientos de preasignación de retribución y se suprimieron los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes alternativas, y posteriormente, la entrada en vigor de la reforma del sector eléctrico a partir del Real Decreto 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. La llegada de este último Real Decreto ha supuesto una modificación en la Ley del sector eléctrico, por la cual se han modificado el sistema de retribuciones para las instalaciones renovables de pequeña potencia, modificando el Régimen Especial.

Posteriormente se introduce el concepto de autoconsumo. El autoconsumo se define como el consumo de la energía que el titular de una instalación de producción eléctrica a partir de fuentes alternativas es capaz de generar. Este consumo puede ser total, si todo lo producido es consumido, o parcial, si parte de lo generado se vierte a la red a cambio de algún tipo de compensación. La regulación del autoconsumo en España llegó con la redacción del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. La regulación de este tipo de instalaciones tiene como fin promover un sistema de generación eléctrica nacional distribuido, en el que pueda existir un número elevado de productores de energía y en el que la energía eléctrica se genere a partir de diversas fuentes. Promoviendo un sistema de generación distribuida, se abandonaría el actual sistema basado en la generación centralizada, en el que un pequeño grupo de grandes empresas se encarga de gran parte de la generación de energía eléctrica. En Julio de 2013 se ha redactado un borrador de un nuevo Real Decreto para una nueva regulación de las instalaciones de autoconsumo en el que se propone un nuevo marco jurídico y económico.

Finalmente se presenta el concepto de Balance Neto. Éste es una herramienta con la que se busca fomentar el autoconsumo diferido, es decir, el poder disponer de la energía generada por las pequeñas instalaciones en un tiempo posterior al de su producción. Esta medida busca salvar la gestión inviable que presupone un sistema de autoconsumo instantáneo, es decir, el consumo inmediato de la energía generada, ya que el consumo y la generación de energía de los titulares de estas instalaciones no coincide. En España, se pretende instaurar un Balance Neto puro, en el que la red eléctrica sirva de almacén para guardar la energía generada, y poder contar con ella cuando le sea necesario al titular de la instalación. Este sistema desecha la idea de poder retribuir económicamente el excedente de energía creado. Además, el punto que mayor debate ha creado hasta la fecha en torno al Balance Neto es el pago de unos peajes por el uso de la red eléctrica ya que aún existe incertidumbre acerca de quién va a regularlos.

El proyecto básico de ejecución se ha llevado a cabo de acuerdo a los criterios de la norma UNE 157001, de febrero de 2002, en la que se definen los criterios generales para la elaboración de proyectos. El proyecto está constituido por los siguientes documentos: la memoria descriptiva, en la que se justifica la solución adoptada; la memoria de cálculo, en el que se presentan el dimensionado de la instalación; el pliego de condiciones, en el que se establecen las condiciones técnicas, económicas, administrativas y legales del proyecto; los planos, en el que se muestra de forma gráfica la instalación; el presupuesto, en el que se expone el precio de ejecución del proyecto; y, por último, el estudio sobre seguridad y salud, en el que se presentan las condiciones de trabajo mínima que debe cumplir el contratista de la obra. Además cuenta con un Anexo en el que se presentan las fichas técnicas de los elementos utilizados y otro con el dossier de cálculo obtenido a partir del PVSYST para la parte fotovoltaica.

Una instalación de autoconsumo aislada es aquella capaz de suministrar energía eléctrica para el autoabastecimiento del lugar donde se encuentre, sin la necesidad de depender de la red eléctrica. La instalación proyectada utiliza tanto el sol, mediante paneles solares, como el viento, a partir de un mini molino, para la generación de energía. Este tipo de instalaciones se denominan híbridas.

Además de los generadores definidos, la instalación cuenta con los siguientes equipos: un sistema de acumulación formado por baterías para asegurar el suministro eléctrico cuando los generadores no sean capaces de satisfacer la demanda instantánea de energía; un sistema de inversión monofásica de corriente continua, procedente de los generadores y las baterías en corriente monofásica alterna, para satisfacer la demanda de la vivienda, a partir de un inversor solar, un regulador y un inversor eólico, y un inversor de aislada al que se conectan las baterías; por último, la instalación la completan el cableado y las distintas protecciones necesarias para proteger tanto a las personas como a los equipos.

Para la realización del proyecto se ha llevado a cabo un estudio del recurso energético de la zona de la vivienda, a partir del Atlas eólico dispuesto por la IDAE, datos eólicos de la Agencia Estatal de Meteorología y el software PVGIS con información de radiación solar realizado por la Comisión Europea. Se ha realizado un estudio de consumo de un hogar con las características seleccionadas (vivienda vacacional ocupada por una familia con un consumo medio-bajo) basándose en los resultados obtenidos en el Proyecto INDEL de la Red Eléctrica Española en el



que se expone un atlas de la demanda eléctrica española hasta el año 1997 adaptando estos resultados al periodo actual. Se ha dimensionado la instalación y los distintos componentes que la forman y se ha calculado un balance de energía creado para cuatro situaciones tipo (un día de invierno y un día de verano, ambos con y sin viento) con el fin de analizar la producción energética del sistema y comprobar su capacidad para cubrir la demanda de la vivienda. Se han realizado en la ejecución del proyecto los cálculos de presupuesto y el diseño de los distintos planos de la instalación.

## Índice

1. Introducción. ....	13
1.1 Objetivos del proyecto. ....	15
2. Marco legislativo de instalaciones de pequeña potencia conectadas a red. ....	16
2.1 Marco actual de la generación de electricidad a partir de energías renovables en instalaciones conectadas a red. ....	17
2.1.1 El Régimen especial. ....	17
2.1.2 Marco normativo. ....	19
2.2 Bases para la implantación del Balance Neto en España. ....	20
2.2.1 El autoconsumo. ....	21
2.2.2 Borrador del Real Decreto para instalaciones de autoconsumo. ....	22
2.3 El Balance Neto. ....	23
2.3.1 Borrador del Real Decreto. ....	24
2.4 Conclusiones. ....	25
2.5 Bibliografía. ....	28
3. Proyecto de ejecución. ....	29
3.1 Generalidades. ....	32
3.1.1 Datos identificativos del propietario. ....	32
3.1.2 Datos identificativos de la empresa proyectista. ....	33
3.1.3 Datos identificativos del autor del proyecto. ....	34
3.2 Objeto del proyecto. ....	35
3.3 Alcance del proyecto. ....	35
3.4 Antecedentes del proyecto. ....	35
3.4.1 Situación y emplazamiento de la vivienda. ....	35
3.4.2 Descripción de la actividad. ....	35
3.4.3 Climatología de la región. ....	36
3.4.3.1 Datos climatológicos. ....	36
3.4.3.2 Datos de radiación. ....	37
3.4.3.3 Datos eólicos. ....	38
3.5 Requisitos de diseño. ....	43
3.5.1 Bases según el cliente. ....	43
3.5.2 Posibles sistemas a instalar. ....	43
3.5.3 Justificación del sistema elegido. ....	44
3.5.4 Limitaciones legislativas. ....	44
3.5.5 Limitaciones geográficas ambientales y económicas. ....	44
3.6 Normativa. ....	45
3.6.1 Legislación aplicada. ....	45
3.6.2 Normativa aplicable a los equipos. ....	45
3.6.3 Bibliografía. ....	47
3.6.4 Programas de cálculo. ....	49
3.6.4.1 PVGIS. ....	49

3.6.4.2 PVSYST .....	49
3.7 Definiciones y abreviaturas. ....	51
3.7.1 Definiciones .....	51
3.7.2 Abreviaturas .....	53
3.8 Requisitos administrativos y legales.....	54
3.8.1 Permiso municipal de licencia de obras.....	54
3.9 Descripción de la instalación. ....	54
3.9.1 Generadores. ....	55
3.9.1.1 Generador fotovoltaico. ....	55
3.9.1.2 Aerogenerador.....	58
3.9.2 Sistema de acumulación .....	60
3.9.3 Inversores. ....	62
3.9.4 Gestor de energía. ....	62
3.9.5 Regulador eólico.....	63
3.9.6 Línea eléctrica.....	63
3.9.6.1 Línea eléctrica de interconexión entre módulos.....	64
3.9.6.2 Línea eléctrica del aerogenerador. ....	64
3.9.6.3 Línea principal de corriente continua .....	64
3.9.6.4 Línea de corriente alterna.....	64
3.9.7 Protecciones. ....	65
3.9.8 Estructuras.....	67
3.9.8.1 Estructuras fotovoltaicas. ....	67
3.9.8.2 Torre del aerogenerador.....	68
3.9.9 Selección de equipos. ....	68
3.10 Estudio de consumo.....	72
3.10.1 Consumo de una vivienda aislada.....	72
3.10.1.1 Definición de los perfiles temporales de consumo. ....	72
3.10.1.2 Definición del consumo por usos. ....	73
3.10.1.3 Cálculo del consumo de la vivienda. ....	75
3.10.1.4 Curvas de carga de la vivienda.....	79
3.10.2 Conclusiones.....	80
3.11 Dimensionado teórico de la instalación.....	80
3.11.1 Elección del sistema.....	80
3.11.2 Calculo del sistema de acumulación. ....	80
3.11.2.1 Distribución de las baterías. ....	83
3.11.3 Sistema de generación de energía. ....	84
3.11.3.1 Sistema de generación fotovoltaico.....	84
3.11.3.2 Sistema de generación eólica.....	90
3.11.4 Línea eléctrica.....	93
3.11.4.1 Calculo de la sección de cable.....	93
3.11.4.2 Selección de cable.....	97

3.11.4.3 Protecciones .....	97
3.12 Dimensionado práctico de la instalación. ....	102
3.12.1 Descripción general de la instalación.....	102
3.12.2 Dimensionado de la instalación.....	103
3.12.2.1 Parámetros iniciales.....	103
3.12.2.2 Sistema de acumulación. ....	103
3.12.2.3 Sistema de generación fotovoltaica.....	106
3.12.2.4 Sistema de generación eólica.....	111
3.12.3.5 Línea eléctrica. ....	117
3.12.3.6 Protecciones. ....	122
3.12.3.7 Estructuras de soporte de los generadores.....	125
3.12.4 Análisis energético.....	126
3.12.4.1 Análisis energético de la parte fotovoltaica de la instalación a partir del software PVSYST. ....	126
3.12.4.2 Análisis energético de la instalación completa. ....	129
3.13 Objeto.....	141
3.14 Documentos que definen las obras. ....	141
3.15 Componentes y materiales. ....	141
3.15.1 Módulos fotovoltaicos. ....	141
3.15.2 Aerogenerador.....	142
3.15.3 Baterías.....	142
3.15.4 Inversores. ....	142
3.15.5 Regulador .....	143
3.15.6 Línea eléctrica.....	143
3.15.7 Protecciones. ....	144
3.16 Condiciones de ejecución de la instalación.....	144
3.16.1 Ejecución del trabajo. ....	144
3.16.2 Estructuras de fijación de los generadores. ....	145
3.16.3 Conexiones. ....	145
3.16.4 Protección del medio ambiente.....	145
3.17 Recepción y pruebas.....	145
3.18 Mantenimiento.....	145
3.18.1 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento. ....	145
3.18.2 Mantenimiento a realizar por el propietario. ....	146
3.19 Garantías. ....	146
3.20 Objeto.....	148
3.21 Normas y referencias.....	148
3.21.1 Disposiciones legales aplicables.....	148
3.21.2 Condiciones para los medios de protección.....	149
3.22 Características de la instalación.....	149
3.22.1 Descripción de los procesos.....	149

3.22.2 Número máximo previsto de personal y duración de los trabajos. ....	149
3.23 Definición de riesgos.....	149
3.23.1 Riesgos generales. ....	149
3.23.2 Riesgos específicos.....	150
3.24 Medidas de protección y prevención.....	151
3.24.1 Medidas preventivas de carácter general.....	151
3.24.2 Medidas preventivas personales. ....	151
3.25 Presupuestos. ....	153
3.26.1 Plano geográfico del municipio de Molina de Aragón. ....	157
3.26.2 Planta de la vivienda y situación de los generadores.....	158
3.26.3 Esquema unifilar. ....	159
3.26 Planos. ....	156
3.27 Conclusiones. ....	161
<i>Anexos.</i>	
3.28 Anexo I.	163
3.29 Anexo II.	186

## ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1: Valores climatológicos medios de Molina de Aragón. Fuente AEMET.....	36
Tabla 2: valores climatológicos extremos de Molina de Aragón. Fuente AEMET.....	37
Tabla 3: Irradiación mensual y anual sobre el plano horizontal y el plano inclinado. Fuente PVGIS .....	37
Tabla 4: Valores anuales eólicos característicos. Fuente IDAE.....	39
Tabla 5: Valores representativos de la función de densidad de probabilidad de Weibull. Fuente propia.....	40
Tabla 6: Valores representativos Rosa de los Vientos. Fuente IDAE.....	41
Tabla 7: Equipos de la instalación. Fuente propia.....	69
Tabla 8: línea eléctrica. Fuente propia.....	69
Tabla 9: protecciones. Fuente propia.....	70
Tabla 10: Consumo equipos eléctricos. Fuente propia.....	73
Tabla 11: Iluminación. Fuente propia.....	75
Tabla 12: Consumo día laboral de invierno. Fuente propia.....	75
Tabla 13: Consumo de equipos en un día no laboral de invierno. Fuente propia.....	76
Tabla 14: Datos horario de salida y puesta del Sol para Invierno. Fuente propia.....	76
Tabla 15: Consumo iluminación día no laborable de invierno. Fuente propia.....	77
Tabla 16: Consumo de equipos en un día vacacional de verano. Fuente propia.....	78
Tabla 17: Datos horario de salida y puesta del Sol para Verano. Fuente propia.....	78
Tabla 18: Consumo iluminación día vacacional de verano. Fuente propia.....	78
Tabla 19: Potencia de los equipos de la vivienda. Fuente propia.....	79
Tabla 20: Valores de $\alpha$ respecto de la rugosidad. Fuente Desarrollo de proyectos de instalaciones de energía mini-eólica aislada .....	91
Tabla 21: Valores recomendados de variación de tensión. Fuente Censolar.....	94
Tabla 22: Valores a cumplir por la sección de los conductores de tierra. Fuente REBT.....	101
Tabla 23: Sección de los conductores de protección. Fuente REBT.....	101
Tabla 24: Parámetros Sunny Island 6.0H. Fuente SMA .....	103
Tabla 25: Parámetros BAE Secura Block Solar. Fuente BAE.....	104
Tabla 26: Parámetros eléctricos Bosch Solar Module c-Si M 60. Fuente Bosch.....	106
Tabla 27: Parámetros térmicos Bosch Solar Module c-Si M 60. Fuente Bosch.....	107
Tabla 28: Parámetros Sunny Boy 1600TL. Fuente SMA.....	107
Tabla 29: Sistema fotovoltaico. Fuente propia.....	111
Tabla 30: Valores representativos del viento a 80 metros. Fuente IDAE .....	111
Tabla 31: Diámetros normalizados aerogeneradores. Fuentes varias.....	112
Tabla 32: Potencia en función del diámetro del aerogenerador. Fuente propia.....	112
Tabla 33: Potencia eléctrica en función del diámetro del aerogenerador. Fuente propia.....	113
Tabla 34: Velocidad del viento horaria. Fuente AEMET.....	114
Tabla 35: Parámetros aerogenerador Enair 30. Fuente Enair.....	115
Tabla 36: Potencia teórica y empírica del aerogenerador. Fuente propia.....	115
Tabla 37: Parámetros regulador Windy Boy Protection Box 400. Fuente SMA.....	116
Tabla 38: Parámetros inversor Windy Boy 1700. Fuente SMA.....	117
Tabla 39: Secciones de cable recomendadas para el aerogenerador en función de la longitud. Fuente Enair.....	119
Tabla 40: Secciones de cable de la línea continua. Fuente propia.....	120
Tabla 41: Secciones de cable de la línea alterna. Fuente propia.....	120
Tabla 42: Análisis energético día de invierno con viento. Fuente propia.....	132
Tabla 43: Análisis energético día de invierno sin viento. Fuente propia.....	134
Tabla 44: Análisis energético día de verano con viento. Fuente propia.....	136
Tabla 45: Análisis energético día de verano sin viento. Fuente propia.....	138
Tabla 46: Presupuesto equipos. Fuente propia.....	153
Tabla 47: Presupuesto montaje. Fuente propia.....	153
Tabla 48: Presupuesto línea eléctrica. Fuente propia.....	154
Tabla 49: Presupuesto protecciones. Fuente propia.....	154

## ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1: Consumo horario por sector. Fuente REE. Modificada.....	23
Figura 2: Curva de tendencia de generación FV. Fuente Propia.....	24
Figura 3: Representación gráfica de los valores de irradiancia sobre el plano horizontal e inclinado. Fuente PVGIS..	38
Figura 4: Distribución de Weibull. Fuente propia.....	40
Figura 5: Rosa de los vientos: velocidad media. Fuente propia.....	42
Figura 6: Rosa de los vientos: energía y tiempo. Fuente propia.....	42
Figura 7: Diseño de la instalación de autoconsumo. Fuente ENAIR. Modificada.....	55
Figura 8: Clasificación de las células solares en función del material. Fuente propia.....	56
Figura 9: Sección transversal módulo FV. Fuente ABB.....	57
Figura 10: Principio de movimiento de un molino de sustentación. Fuente ABB.....	58
Figura 11: Clasificación de las baterías en función del material. Fuente propia .....	61
Figura 12: Curva de característica de un interruptor magneto-térmico. Fuente na. ....	65
Figura 13: Curva de característica de un interruptor diferencia. Fuente na.....	66
Figura 14: Perfiles de potencia diaria. Fuente propia.....	79
Figura 15: Ángulos de orientación de los módulos FV. Fuente IDAE.....	86
Figura 16: Representación gráfica de toma de tierra. Fuente REBT.....	101
Figura 17: Potencia teórica del aerogenerador. Fuente propia.....	113
Figura 18: Potencia teórica y empírica del aerogenerador. Fuente propia.....	116
Figura 19: Producción mensual normalizada. Fuente PVSYST. ....	127
Figura 20: Diagrama de pérdidas. Fuente PVSYST.....	127
Figura 21: Producción normalizada y factores de pérdidas. Fuente PVSYST.....	128
Figura 22: Performance Ratio. Fuente PVSYST .....	128
Figura 23: Perfil de consumo día de invierno con viento. Fuente propia .....	133
Figura 24: Perfil de consumo día de invierno sin viento. Fuente propia .....	135
Figura 25: Perfil de consumo día de verano con viento. Fuente propia.....	137
Figura 26: Perfil de consumo día de verano sin viento. Fuente propia .....	139

**Agradecimientos.**

En primer lugar agradecer a mi tutor Gabriel Ruiz Ruiz su tiempo y aportación a la consecución del proyecto.

Una mención especial para toda mi familia y en particular para mis padres y mi hermano que siempre han estado a mi lado confiando en que este momento llegaría.

Finalmente, a mi otra gran familia, agradecer de corazón el que pueda formar parte de una serie de personas tan especiales: mis hermanos mágicos, Borja, Pablo y Rubén; mi gran amigo Alberto; mi gran amiga Marta; Reyes, Sara, Alba, Roberto, Héctor, Aitor y Tontamiga entera para no dejarme a nadie; y por supuesto mis compañeros de universidad, sobre todo mis dos pequeños grandes hombres Andrés y Carlos.



# **1. Introducción.**

El creciente desarrollo de las fuentes de energía alternativas abre la posibilidad de expandir el mercado de la generación energética hacia un modelo de crecimiento diversificado. El desarrollo de esta nueva tecnología se ha basado en la aparición de una conciencia social en relación con el medioambiente.

Dentro de este desarrollo, las instalaciones de pequeña potencia se presentan ante la sociedad como la posibilidad de contribuir medioambientalmente, aprovechando las fuentes de energía renovables para disminuir los gases contaminantes que la producción de energía eléctrica genera.

Además de mejorar el medioambiente, este tipo de instalaciones presentan la posibilidad de electrificar zonas rurales a las que las redes eléctricas centralizadas no llegan.

Es por ello que en España se tiene la necesidad de regular este tipo de instalaciones para, enmarcándolas en un sistema legislativo y administrativo eficiente, promover su desarrollo.

Una legislación eficiente garantizaría el desarrollo energético de España, independizándose de las fuentes de energía tradicionales a partir de materias primas que no posee. Esto es debido a que España presenta una capacidad de generación de energía renovable alta debido a las distintas materias primas que se encuentran en su territorio. Por ejemplo, un recurso energético solar y eólico elevado.

La tecnología actual permite la proyección de instalaciones de producción de energía de pequeña potencia a partir de diversas fuentes de energía. No obstante, la tecnología más común en este tipo de instalaciones a día de hoy es la solar fotovoltaica y la minieólica. Esto es debido a que dentro de las distintas energías renovables son las que se pueden instalar en entornos urbanos y rurales con mayor facilidad y, además, el recurso necesario para la producción de energía a partir de estas fuentes es más fácil de obtener.

Este tipo de instalaciones se pueden utilizar para autoabastecer una propiedad conectada a la red o aislada, pudiendo cubrir parte o la totalidad de la demanda energética.

El principio de generación de energía por fuentes renovables se basa en la transformación de la energía procedente de éstas en energía eléctrica a partir de distintos generadores, como por ejemplo, paneles fotovoltaicos o aerogeneradores.

Con este proyecto se pretende exponer la normativa para este tipo de instalaciones de pequeña potencia conectadas a red, así como la regulación más inminente para las mismas con la llegada a España del Balance Neto, y la presentación de un proyecto de ejecución de una instalación aislada de pequeña potencia.

## **1.1 Objetivos del proyecto.**

En el proyecto que se presenta a continuación se abordan dos objetivos principales, siendo estos:

- Análisis de la situación legislativa actual, presentando la normativa vigente, que afecta a las instalaciones de pequeña potencia conectadas a red. Dentro de esta situación se exponen los conceptos de Régimen Especial y Autoconsumo. Así mismo, se realiza un análisis de lo que supondría la entrada en vigor del Balance Neto en España, presentado los principales puntos del borrador del Real Decreto que lo regulará y analizando en que se va a basar.
- Se realiza un proyecto básico de ejecución de una instalación aislada de generación eléctrica basada en energía solar y fotovoltaica.

## **2. Marco legislativo de instalaciones de pequeña potencia conectadas a red.**

## **2.1 Marco legislativo actual de instalaciones de generación de electricidad a partir de energías renovables en instalaciones conectadas a red.**

### **2.1.1 El Régimen especial.**

El Régimen especial es un sistema de apoyo a la generación de electricidad a partir de energías renovables, de cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético, y el uso de residuos no renovables como energía primaria. Este sistema de apoyo tiene como fin el promover la generación de energía con fuentes alternativas mediante retribuciones especiales, reduciendo la emisión de sustancias contaminantes protegiendo con ello el medioambiente y promoviendo la diversificación de fuentes de energía y la seguridad de abastecimiento.

Este sistema de apoyo está fundamentado en un marco jurídico que prioriza la generación de energía a partir de las fuentes citadas, y un marco económico que incentiva esta generación a partir de tales recursos, permitiendo la rentabilidad de este tipo de instalaciones.

La entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en la cual se regulan las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, sentó las bases del sistema de generación de energía en Régimen especial utilizado en la actualidad, sustituyendo al regulado en el Real Decreto 2366/94. En el Título IV: "Producción de energía eléctrica", Capítulo II "Régimen especial" se definen los distintos aspectos que se deben cumplir para que una instalación eléctrica pueda atenerse a dicho Régimen.

Independientemente de su ubicación, a cualquier instalación que cumpla los requisitos descritos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se le puede aplicar el Régimen especial. Dentro del marco de las energías renovables, el Régimen especial es aplicable a toda instalación (salvo algunas excepciones, como la gran hidráulica) en todo el Estado español.

El Régimen especial establecido en España se basa en un sistema de apoyo directo a la producción, en el que se priman las instalaciones acogidas a este plan mediante retribuciones superiores que a las inscritas en el régimen ordinario. Estas retribuciones se llevan a cabo mediante tarifas reguladas y primas específicas.

Para garantizar la competitividad de la generación de energía eléctrica a partir de fuentes alternativas y renovables respecto de la generación convencional, el sistema tiene en cuenta los precios del mercado eléctrico.

La retribución para la generación de energía en instalaciones acogidas al Régimen Especial se determina a partir de los criterios establecidos mediante Reales Decretos en los que se enmarcan las distintas formas de obtención de energía. En estos Reales Decretos, expuestos más adelante, se contemplan unos niveles de retribución que persiguen la obtención de unas tasas razonables de rentabilidad de la inversión. Para determinar dichas tasas, se tienen en cuenta aspectos técnicos y económicos de cada tecnología, así como la potencia de la instalación y su fecha de puesta en servicio.

Existen dos tipos de retribución entre las que pueden elegir los titulares de las instalaciones:

- Venta a tarifa regulada. Estas tarifas presentan una regulación propia para cada tecnología existente y su regulación viene adaptada en los distintos Reales Decretos.
- Venta libre en el mercado de producción de energía eléctrica. La retribución en este tipo de venta es la resultante del precio de mercado. Esta alternativa presenta niveles de prima variables en función de dicho precio. Aún así, garantiza un nivel mínimo de retribución, con el fin de ofrecer al titular de la instalación una mínima rentabilidad. También presenta un límite superior máximo de retribución en las primas para limitar los sobrecostos del sistema cuando se presentan precios de venta de mercado altos.

La entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, sin embargo, ha supuesto la desaparición de todas las primas a las instalaciones de energías renovables, en lo que se conoce como la ley de moratoria renovable. Este Real Decreto no tiene un efecto directo sobre las instalaciones existentes, pero para la industria renovable supone un frenazo, causando numerosos problemas en instalaciones proyectadas y en otras en construcción

En Julio de 2013, ha entrado en vigor el Real Decreto 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Con este Real Decreto se habilita al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. La entrada en vigor de este Real Decreto ha supuesto la modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, redefiniendo las retribuciones derivadas tanto de la distribución de la electricidad como las aplicadas a aquellas instalaciones que estén inscritas en el Régimen especial.

La llegada de este Real Decreto también ha supuesto la derogación de los Reales Decretos que hasta ahora regulaban el sistema de retribuciones de las instalaciones inscritas en el Régimen especial, siendo estos el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen especial y Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Con ello, el gobierno busca implantar un nuevo sistema de retribuciones de carácter retroactivo, es decir, en el que se tenga en cuenta la vida útil de la instalación. Con ello busca conseguir lo que en el Real Decreto se describe como una "rentabilidad razonable". Esta rentabilidad razonable se entiende tal y como se define en el Real Decreto 9/2013 como:

*"Rentabilidad sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del presente real decreto-ley de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos"*

Todo ello significa la finalización del sistema de retribuciones que se aplicaba hasta la fecha desapareciendo con ello el Régimen especial con el fin de controlar el déficit tarifario del sector eléctrico.

### **2.1.2 Marco normativo.**

A continuación se enumeran las distintas normas en las que se basa el sistema de Régimen especial en España:

Ley 54/1977, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Regula las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. En ella se integra el Régimen especial, para instalaciones de menos de 50 MW. Además garantiza el acceso a la red a los propietarios de instalaciones acogidas a este régimen y se exponen las bases del régimen económico en el que se iba a enmarcar el Régimen especial, especificadas en posteriores Reales Decretos.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Establece estos puntos cuando su aprovechamiento afecte a más de una comunidad autónoma o cuando la potencia a instalar supere los 50 MW.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. Este Reglamento es útil para todas las instalaciones generadoras de energías renovables conectadas en baja tensión.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen especial. En él se establece un régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen especial.

Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. Tiene como fin racionalizar el procedimiento de implantación de este tipo de instalaciones para asegurar la protección de las zonas en las que pretendan instalarse frente a posibles impactos medioambientales. Asimismo, armoniza la normativa nacional integrándola en un único procedimiento administrativo.

Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. Define el nuevo marco de retribuciones económicas para instalaciones fotovoltaicas. Además, crea un Registro de preasignación de retribución para esta tecnología (PREFO) que afecta a las instalaciones inscritas en el Régimen especial a partir de septiembre de 2008.

Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. En él se establece el registro de preasignación de retribución para el resto de instalaciones en Régimen especial. Además se fijan las condiciones para poder inscribirse en este registro, requisito necesario para tener derecho a la percepción del régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007.

Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen especial. Establece los requisitos técnicos para determinar la consideración de modificación sustancial

de instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración y energía eólica. También modifica el régimen de retribución de energía reactiva.

Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. En él se limitan las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas con derecho a régimen económico primado. Establece dos limitaciones, una temporal hasta el 31 de diciembre de 2013 para instalaciones acogidas al Real Decreto 661/2007, y otra permanente para el resto de instalaciones acogidas al Real Decreto 1578/2009.

Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. Incorpora algunos de los elementos de los marcos de apoyo a las energías renovables que deben estar presentes para garantizar la sostenibilidad de su crecimiento futuro.

Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Real Decreto 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

## **2.2 Bases para la implantación del Balance Neto en España.**

El desarrollo tecnológico y comercial de las energías renovables aplicado a la generación de electricidad, ha provocado la necesidad de crear un nuevo marco en el que se sustituya el actual modelo de generación de energía eléctrica, caracterizado por un esquema de generación centralizada, por un modelo de generación distribuida, en el que se integran diversas fuentes de generación de energía eléctrica.

La generación distribuida presenta beneficios para el sistema, como son la reducción de pérdidas de la red (siempre que el sistema de generación distribuida este correctamente diseñado) y la reducción de las inversiones en nuevas redes. Por todo ello, la generación de electricidad distribuida se está implementando de manera eficaz en la red de producción eléctrica actual.

Con el fin de avanzar hacia este nuevo modelo de generación distribuida, el 18 de noviembre de 2011 se aprobó el Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. En él se sientan las bases del autoconsumo energético implantado en la actualidad en España.



Cabe señalar, que aunque es a partir de este Real Decreto cuando se regularizan las instalaciones de autoconsumo de pequeña potencia, en la normativa existente, señalada anteriormente, se hace alusión a este tipo de instalaciones, reconociendo su legalidad, aunque sin presentar una normativa propia.

### **2.2.1 El autoconsumo.**

Se entiende por autoconsumo, ya sea total o parcial, el consumo de la energía producida por el titular de una instalación para cubrir su propia demanda de energía, pudiendo verter a la red eléctrica parte o la totalidad de esta energía generada.

La tecnología actual ha permitido una diversificación en las distintas formas de autoconsumo. Mientras que en un principio, el concepto de autoconsumo sólo se aplicaba a instalaciones de cogeneración, la inserción en el mercado energético de forma competitiva, tanto en términos de eficiencia como económicos, de nuevas formas de obtención de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, ha provocado que otras tecnologías, como la fotovoltaica y la mini eólica, puedan considerarse aptas para el autoconsumo.

El autoconsumo presenta numerosas ventajas, entre las que destacan:

- Ahorro económico. En el marco actual en el que el coste de la electricidad presenta un encarecimiento continuado y la tecnología aplicada al autoconsumo a partir de energías renovables se presenta cada vez más competitiva desde un punto de vista económico, producir energía será más rentable que comprarla.
- Generación distribuida. Como se expuso anteriormente, las instalaciones de autoconsumo contribuyen a un modelo de generación eléctrica distribuida, con los consiguientes beneficios que esto implica (reducción de pérdidas de la red y la reducción de las inversiones en nuevas redes)
- Impacto medioambiental. El hecho de utilizar energías limpias para la generación de energía, implica una reducción de los niveles de emisión de agentes contaminantes derivados del uso de combustibles fósiles.

A nivel internacional, el autoconsumo es una realidad en distintos países. A continuación se exponen algunos ejemplos de estos:

- México. Se ha llevado a cabo el programa de *Energía Sustentable*, a partir del cual se ha creado el Banco de Energía. Este Banco de Energía tiene como fin almacenar el excedente de energía generado a partir de fuentes renovables y permitir el uso de esta cuando los consumidores asociados la necesiten. Se ha concebido para facilitar el almacenamiento de la energía eólica y geotérmica producida y se pretende extender a la captura de energía solar termoeléctrica.
- Alemania. Fue uno de los primeros países en apostar por el autoconsumo. Se primaba el exceso de producción, existiendo un incentivo económico para el consumo diferido de la producción de energía fotovoltaica, práctica conocida como Balance Neto mixto. Desde 2012 este incentivo ha desaparecido para las nuevas instalaciones. Además se ha llevado a cabo una regulación por la cual los titulares de las instalaciones de generación deben consumir al menos un 20 por ciento de la energía que generen. Si

por el contrario vendiesen toda la energía a la red, sólo recibirían un 80 por ciento de la retribución.

- California. El Estado de California, perteneciente a los Estados Unidos, constituye otro claro ejemplo de autoconsumo. El tipo de autoconsumo que se lleva a cabo es conocido como *net metering*, o Balance Neto. Este se define como un acuerdo entre compañía y consumidor-generador mediante el que se otorgan créditos a éste último por la totalidad de la electricidad generada (el consumidor paga únicamente la cantidad neta, además de los gastos de distribución y otros servicios); el período de regularización es de 12 meses; pueden acogerse a esta modalidad instalaciones solares fotovoltaicas y mini-eólicas de hasta 1 MW.

A pesar de que el autoconsumo se presenta como la alternativa al modelo energético actual, todavía queda definir una normativa más amplia en la que se pretende introducir el concepto de Balance Neto para solucionar el problema de cómo gestionar los recursos energéticos vertidos a la red por los titulares de las instalaciones.

### **2.2.2 Borrador del Real Decreto para instalaciones de autoconsumo.**

A fecha de 18 de Julio de 2013 se ha hecho público un borrador para la regularización de los sistemas de autoconsumo de acuerdo a lo establecido en la reciente modificación de la ley del sector eléctrico. Este borrador ha sido enviado a la Comisión Nacional de la Energía, CNE, para su análisis y posterior publicación de su informe.

Este borrador se ha publicado como *"proyecto de real decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo"*

Los puntos más relevantes de este borrador son:

- Presenta dos tipos de modalidades de autoconsumo: suministro para consumidores y suministro para consumidores asociados a instalaciones de producción.
- Limita la potencia instalada a menos de 100kW y alude a que la potencia instalada debe ser en cualquier caso igual a la potencia de la red interior previamente contratada, siempre sin superar el máximo establecido de 100kW.
- Se establece que el consumidor debe contar con dos puntos de medida independientes a partir de los cuales poder realizar el balance de energía con una precisión horaria.
- Toda instalación debe contar con la suscripción de un contrato entre la compañía distribuidora y el consumidor para el contrato de acceso, y un contrato de suministro con la empresa comercializadora.
- Las instalaciones adheridas al plan de autoconsumo deben estar inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

- Los excedentes derivados del balance de energía horario de cada instalación podrán ser cedidos a la empresa comercializadora, pactando el precio entre las dos partes.
- Toda instalación de autoconsumo conectada a la red deberá pagar dos peajes, en primer lugar un peaje de acceso por el punto de unión con la red eléctrica y en segundo lugar un peaje de respaldo por la energía consumida procedente de la instalación de generación conectada en el interior de su red.

Lo más relevante de este nuevo borrador es la no inclusión del Balance Neto como forma de autoconsumo, pese a ello, existe un borrador anterior de un Real Decreto para la entrada en vigor del Balance Neto que se aborda en el punto 2.3.1 de este documento.

## 2.3 El Balance Neto.

Dada la naturaleza de las energías renovables, cuyo control se escapa al ser humano, se precisa la instauración de un modelo de gestión en el que se fomente el autoconsumo diferido (aquel en el que la energía generada no es consumida simultáneamente) frente al instantáneo. Esta necesidad surge ante la diferencia entre la curva de demanda energética y la de generación. Póngase como ejemplo la generación de energía fotovoltaica. Mientras que la obtención de energía mediante este método es óptima en las horas centrales del día, la demanda energética en los distintos sectores (residencial industrial y servicios) es distinta a la curva de generación

. En la figura 1 se puede observar gráficamente el consumo horario de los distintos sectores.

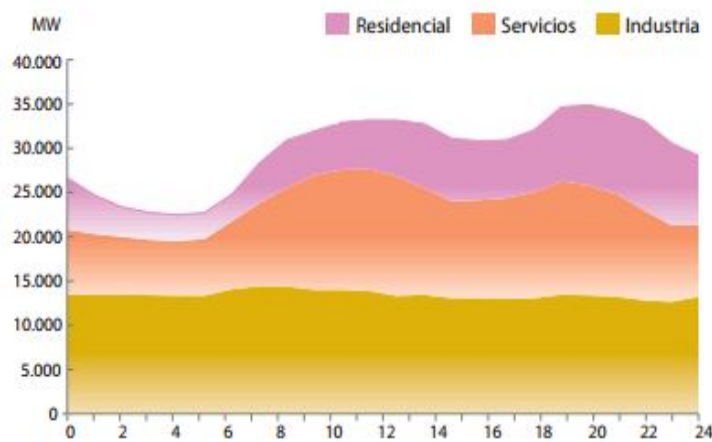


Figura 1: Consumo horario por sector. Fuente REE. Modificada.

La figura 2 muestra gráficamente la curva de tendencia de la generación fotovoltaica a lo largo del día.

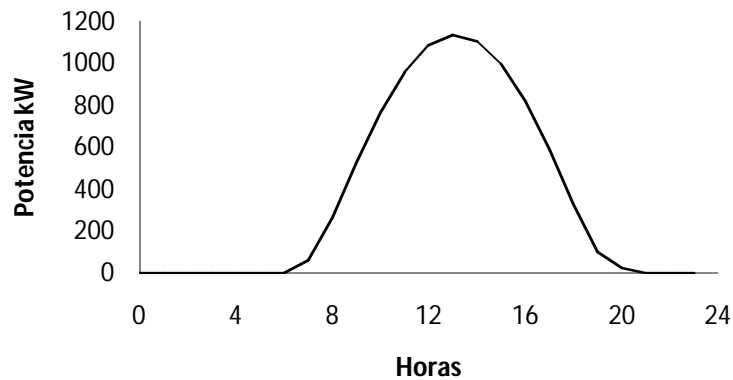


Figura 2: Curva de tendencia de generación FV. Fuente Propia

Como se puede apreciar, las curvas de generación y consumo no coinciden, al igual que ocurre con las distintas formas de generación de energía a partir de fuentes renovables. Es por ello que para el máximo aprovechamiento de la energía generada, sea necesaria la implantación del autoconsumo diferido. Esta medida se pretende llevar a cabo en España mediante el Balance Neto.

Se puede definir el Balance Neto como un balance de energía, en términos de electricidad, en el que se lleve a cabo una medición entre la energía generada y la consumida y se actúe de acuerdo a estas mediciones.

El borrador del Real Decreto que pretende regularizar el balance neto define en su Artículo primero el consumo de este como: *"consumo instantáneo o diferido de la energía eléctrica, que hubiera sido producida en el interior de la red de un punto de suministro o instalación titularidad de un consumidor y que estuviera destinada al consumo propio"*

El tipo de sistema de Balance neto que se quiere instaurar se basa en el uso como almacén del sistema eléctrico, donde se guarden los excedentes de energía generados en los momentos en los que el consumo sea menor a la energía producida y se puedan consumir posteriormente a cambio de ciertos peajes.

### 2.3.1 Borrador del Real Decreto.

Con fecha 18 de noviembre de 2011, el Ministerio de Industria Turismo y Comercio, a través del Secretario de Estado de Energía, remitió a la Comisión Nacional de Energía el citado Proyecto de Real Decreto, *"por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto"* a través de doce artículos repartidos en cuatro capítulos.

A continuación se definen los principales aspectos del borrador del Real Decreto:

- Ámbito de aplicación: El Real Decreto afirma en su Artículo 2 que se podría aplicar a: *"consumidores de energía eléctrica de potencia contratada no superior a 100 kW, por punto de suministro o instalación, que instalen en su red interior una instalación de generación de energía eléctrica destinada a su propio consumo"*.
- Requisitos técnicos: Los requisitos técnicos de las instalaciones quedan definidos en los artículos 3 y 4. El primero de ellos se remite al Real Decreto o 1699/2011, de 18 de

noviembre, y el artículo 4, al Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. Este artículo resalta además que los consumidores acogidos a esta nueva modalidad *“no podrán disponer de ninguna instalación de producción que se encuentre acogida al régimen especial u ordinario, conectada a su red interior”*.

- Condiciones de contratación: Los artículos 5,6 y 7 señalan las condiciones generales de contratación, haciendo alusión de nuevo al Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.
- Gestión de la energía: El artículo 9 define las características de actuación del Balance neto:
  - En primer lugar define la relación de cesión de energía entre el productor y la empresa comercializadora. Expone que el consumidor acogido al Balance Neto puede ceder a la empresa comercializadora la energía generada que no pueda ser consumida. Esta cesión permitirá el consumo diferido de esta energía, sin implicar una contraprestación económica.
  - Asimismo, define la vigencia de los derechos sobre la energía cedida a la red, acotando el uso diferido a 12 meses desde la fecha de la cesión de ésta. Este consumo diferido tan solo presentará costes de peaje de acceso y de servicio de Balance Neto, es decir, el coste se deberá al uso de la red eléctrica como un “almacén” de esta energía.
  - Si en el balance de energía, el productor consumiese un nivel superior de esta respecto del cedido, el precio de la energía adicional suministrada será el libremente pactado entre las partes.

## 2.4 Conclusiones.

El sector de la energía en España se encuentra ante la necesidad de reorientar su sistema de generación de electricidad. Este sistema, basado en un sistema de generación centralizada, debe dar paso a un modelo de generación distribuida.

Para ello, España cuenta con una riqueza de materia prima para la generación de energía a partir de fuentes renovables. El aprovechamiento de las fuentes de producción de energía fotovoltaica y eólica es el principal reto que se debe plantear el sector energético español, independizándose en la medida de lo posible de las fuentes de producción de energía eléctrica tradicionales.

Ante la apertura a un sistema de generación distribuida, surge la necesidad de implantar en España un sistema de autoconsumo para instalaciones de pequeña potencia. Esta necesidad reside en la importancia de este tipo de instalaciones para instaurar un régimen de generación distribuida. Los primeros pasos hacia el autoconsumo energético en España se han dado con la redacción del Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Sin embargo sigue existiendo la

urgencia de regular mediante el Balance Neto el consumo diferido derivado de la diferencia entre las curvas de producción de energía a partir de las instalaciones de autoconsumo y la demanda eléctrica de los distintos sectores. Con esta regulación se asegura la optimización de las instalaciones de producción de energía de pequeña potencia y, por tanto, se beneficia a los titulares de las mismas, promoviendo el autoconsumo.

Para ello, se han redactado diferentes borradores de Real Decreto con los que se pretende normalizar la normativa de este tipo de instalaciones.

Desde un punto de vista económico, la anulación de las retribuciones a las nuevas instalaciones de producción de energía definidas en el Real Decreto-ley 1/2012, ha supuesto un estancamiento en el desarrollo de las tecnologías para fuentes de energía alternativas en España, hecho que se ha visto agravado por la reciente entrada en vigor del Real Decreto 9/2013 mediante el cual se ha modificado el sistema de retribuciones de la instalaciones inscritas en el Régimen especial.

Es por ello que el nuevo Real Decreto de autoconsumo y de Balance Neto debería contemplar la posibilidad de primar las instalaciones mediante algún tipo de retribución, ya que para que estas instalaciones tengan una penetración en la sociedad es necesario que sean económicamente accesibles para un amplio abanico de la misma.

La consecuencia de un crecimiento en la ejecución de este tipo de instalaciones, a nivel tecnológico, supondría un aumento de la inversión, produciendo éste, una mejora de la tecnología en niveles de eficiencia, y, con ello, una disminución del coste de las instalaciones.

Estas medidas, deben buscar como fin último la paridad de red, en la que el productor de energía genere electricidad a un coste inferior o igual al precio de compra de ésta directamente de la red posibilitando así el autoconsumo total y la independencia energética de los pequeños productores.

El autoconsumo a partir del Balance Neto es una forma de generación de energía que lleva implantada en distintos países durante un tiempo prolongado. Esto ofrece a España la posibilidad de redactar la regulación del mismo a partir de la experiencia de otros países, buscando la optimización del Balance Neto y el crecimiento energético del país.

De acuerdo al borrador redactado, en España se pretende instaurar un sistema de Balance Neto individualizado. Esta individualización viene limitada por la potencia máxima de las instalaciones que pueden formar parte del sistema de autoconsumo por Balance Neto ( $P_{\text{Instalada}} \leq 100kW$ ) en el que se excluye la posibilidad de que se adhieran a este sistema instalaciones de autoconsumo formadas por un conjunto de titulares. Un ejemplo de esto sería una comunidad de vecinos que quiera ser productora de energía a partir de fuentes renovables. Dado que la potencia total a instalar superaría el límite establecido, no podrían regularizar su instalación de acuerdo al Balance Neto.

Otro punto conflictivo es el de la instalación de equipos de medida para las instalaciones que se adhieran al Balance Neto, ya que según el borrador, serán necesarios dos contadores en el punto frontera o uno bidireccional que mida el saldo neto de generación y consumo con la red de distribución. Este último solo registraría el saldo de los flujos entrantes y salientes de

energía, y no se conocería el total de energía generada en la instalación y el total de la consumida. Esto impediría un conocimiento más exacto del grado de aportación de este sistema a los objetivos de porcentaje de uso de energías renovables. También se considera necesaria la definición de una nueva figura legal, el "productor-consumidor".

Además de los aspectos legales y tecnológicos, otro punto a tratar, con el fin de buscar la mayor rentabilidad de las instalaciones de Balance Neto, es el trato de la energía volcada a red y el peaje que se pretende cobrar por el uso de la misma. Se pretende instaurar un Balance Neto en el que no exista una compensación económica por el excedente de energía volcada y no consumida. Además, la potestad sobre esta energía de acuerdo al borrador, será de un año móvil. Con el fin de optimizar la rentabilidad de las instalaciones se debería plantear la posibilidad de valorar económicamente los excedentes volcados, o, de forma alternativa, limitar la potencia instalada por los titulares a una potencia menor de la demandada, asegurándose así que no existirían excedentes de energía sin consumir.

El mayor punto de discordia se presenta en el pago de los peajes por el uso de la red eléctrica. Al verter la energía a la red, se está haciendo uso de ella, y es por esto que se debe contemplar el pago de unos peajes. Estos peajes contarán con una parte fija derivada de la tarifa de acceso y una parte variable derivada del uso de la energía en diferido. Este sistema, debe presentar unos ajustes entre la parte fija y variable del peaje para evitar un aumento del déficit tarifario.

La redacción final del Real Decreto de Balance Neto marcará el futuro más inmediato del sector eléctrico de España. Si este Real Decreto presenta un carácter de progreso en un marco energético se presentará ante nosotros la posibilidad de alcanzar un sistema de generación distribuida eficiente. Por el contrario, si el Real Decreto aboga por ahogar este tipo de instalaciones mediante trámites administrativos y burocráticos, el sistema eléctrico español seguirá el camino del oligopolio instaurado por las grandes empresas eléctricas españolas.

Sin embargo, la redacción de un nuevo borrador para la normalización de instalaciones de autoconsumo posterior al propio borrador de Balance Neto y en el que este no está contemplado deja un panorama de incertidumbre sobre la entrada en vigor del Balance Neto en España.

De acuerdo a este nuevo borrador es previsible que desde el gobierno se busque instaurar un régimen de autoconsumo en el que no haya cabida para el Balance Neto ya que sienta las bases para el trato de la energía excedentaria creada por los consumidores, proponiendo la venta de la misma y no incluye la idea de "almacenar" esta energía en la red eléctrica para su posterior consumo.

## 2.5 Bibliografía.

### Bibliografía básica.

*"Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto"* Comisión Nacional de Energía, CNE. 28 de Marzo de 2012.

*"Proyecto fin de carrera: análisis del balance neto fotovoltaico"* César Arribas González. Julio 2012.

*"Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020"* Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, IDAE. Marzo 2011.

### Recursos web.

<https://www.boe.es>

<http://www.lasenergias.com/?p=345001>.

<http://www.energias-renovables.com/articulo/autoconsumo-pongamos-las-cosas-en-su-sitio-20130410>.

[http://www.ingeconsuntraining.info/?page\\_id=2602](http://www.ingeconsuntraining.info/?page_id=2602).

<http://www.solarweb.net/fotovoltaica/autoconsumo.php>.

<http://www.minetur.gob.es>.

<http://www.oryfinanzas.com/2013/09/primeras-consecuencias-reforma-sector-electrico-espana>

<http://www.ambientum.com/boletino/noticias/impacto-reforma-energetica-desproporcionado-sector-eolico.asp>

[http://www.voltimum.es/news/11949/cm/nuevo-borrador-del-proyecto-de-real-decreto-que-regula-el-suministro-de-energia-electrica-con-autoconsumo-y-de-produccion-con-autoconsumo.html?utm\\_source=newsletter&utm\\_medium=email&utm\\_campaign=2013\\_09\\_10\\_VLE\\_AT](http://www.voltimum.es/news/11949/cm/nuevo-borrador-del-proyecto-de-real-decreto-que-regula-el-suministro-de-energia-electrica-con-autoconsumo-y-de-produccion-con-autoconsumo.html?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=2013_09_10_VLE_AT)



### **3. Proyecto de ejecución.**

## Índice general

Documento 1.	Memoria descriptiva.
Documento 2.	Memoria de cálculo.
Documento 3.	Pliego de condiciones.
Documento 4.	Estudio de seguridad y salud.
Documento 5.	Presupuesto.
Documento 6.	Planos.
Documento 7	Conclusiones
Documento 8.	Anexos.



## **SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE**

Municipio de Molina de Aragón.

Memoria Descriptiva.

Autor: Carlos González Álvarez.

Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz.

Fecha: Septiembre de 2013.

### **3.1 Generalidades.**

#### **3.1.1 Datos identificativos del propietario.**

Nombre/Razón Social: \_\_\_\_\_

NIF: \_\_\_\_\_

Dirección: \_\_\_\_\_

Población: \_\_\_\_\_

Teléfono: \_\_\_\_\_

Correo electrónico: \_\_\_\_\_

En Madrid a (\_\_\_\_) de (\_\_\_\_\_) de 2013

Fdo:

### 3.1.2 Datos identificativos de la empresa proyectista.

Nombre/Razón Social: \_\_\_\_\_

CIF: \_\_\_\_\_

Dirección: \_\_\_\_\_

Población: \_\_\_\_\_

Teléfono: \_\_\_\_\_

Correo electrónico: \_\_\_\_\_

En Madrid a (\_\_\_\_) de (\_\_\_\_\_) de 2013

Fdo:

### 3.1.3 Datos identificativos del autor del proyecto.

Nombre/Razón Social: \_\_\_\_\_

Estudios: \_\_\_\_\_

Colegio Oficial: \_\_\_\_\_

NIF: \_\_\_\_\_

Dirección: \_\_\_\_\_

Población: \_\_\_\_\_

Teléfono: \_\_\_\_\_

Correo electrónico: \_\_\_\_\_

En Madrid a (\_\_\_\_) de (\_\_\_\_\_) de 2013

Fdo:

### **3.2 Objeto del proyecto.**

El presente proyecto tiene como objetivo el diseño de una instalación híbrida de energía eólica y solar fotovoltaica aislada de pequeña potencia en una vivienda vacacional con el fin de poder autoabastecerse cubriendo el consumo eléctrico.

Así mismo, se pretende diseñar la instalación para que en un futuro sea posible la conexión de la misma a la red eléctrica con el fin de ceder el excedente de energía producida durante la no estancia en la vivienda debido a su uso no regular definido por su carácter vacacional. Esta conexión se realizaría de acuerdo a las especificaciones que se señalen con la entrada en vigor del Real Decreto que defina las bases del Balance Neto de energía o en el Real Decreto por el que se establezcan las predisposiciones jurídicas y económicas de instalaciones de autoconsumo.

### **3.3 Alcance del proyecto.**

Para la consecución del proyecto, ha sido necesario llevar a cabo un análisis energético, constituido por un estudio de los recursos energéticos del emplazamiento de la vivienda, y estudio de consumo energético. Todo ello se ejecutará dentro del marco normativo vigente definido por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

### **3.4 Antecedentes del proyecto.**

#### **3.4.1 Situación y emplazamiento de la vivienda.**

La vivienda se encuentra en la localidad de Molina de Aragón, perteneciente a la provincia de Guadalajara, situada en la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha.

Sus coordenadas geográficas son: Latitud: 40° 50' 25" Longitud: 1° 52' 20"

El municipio de Molina de Aragón tiene una superficie de 168,33 km<sup>2</sup>, con una población de 3670 habitantes. Es cabeza del partido judicial de su mismo nombre y también es la capital de la comarca del Señorío de Molina-Alto Tajo. Su patrimonio está declarado Conjunto Histórico Artístico.

#### **3.4.2 Descripción de la actividad.**

Se cubrirá la demanda de consumo eléctrico gracias a la generación de energía a partir de fuentes renovables.

La instalación se situará en la parcela en la que se encuentra la vivienda. Su emplazamiento se realizará en una zona de la parcela libre de sombras para poder optimizar el rendimiento de la parte fotovoltaica.

Asimismo la parte eólica se instalará teniendo en cuenta evitar los obstáculos que puedan afectar a las corrientes de viento que generarán la energía.

### 3.4.3 Climatología de la región.

#### 3.4.3.1 Datos climatológicos

A continuación se muestran los valores medios y extremos del municipio de Molina de Aragón obtenidos a través de una estación meteorológica de la Agencia Estatal de Meteorología.

##### Valores anuales medios.

Los valores expuestos a continuación han sido extraídos de la publicación llevada a cabo por la Agencia Estatal de Meteorología "Guía resumida del clima en España 1971-2000". Estos valores se obtuvieron en el periodo de 1971 a 2000 a través de una estación meteorológica situada en el municipio de Molina de Aragón.

La situación geográfica de la estación es: Latitud: 40° 50' 30" Longitud: 1° 52' 44"

Por la proximidad respecto a la situación de la vivienda se consideran valores aproximados válidos para el estudio climatológico de la misma.

La tabla 1 muestra los valores climatológicos medios de la región.

Tabla 1: Valores climatológicos medios de Molina de Aragón. Fuente AEMET

Mes	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DD	I
Ene	2.4	8.2	-3.5	31	73	6	4	0	4	23	5	137
Feb.	3.8	10.3	-2.7	31	67	6	4	0	2	21	4	150
Mar.	5.8	13.3	-1.6	31	61	6	3	0	2	21	5	196
Abr.	7.8	14.7	1.0	54	61	9	3	1	1	12	3	186
May.	11.8	18.9	4.7	74	59	10	1	4	1	2	2	219
Jun.	16.1	24.1	8.1	51	55	7	0	5	1	0	5	270
Jul.	19.5	28.7	10.3	29	47	4	0	5	0	0	10	328
Ago.	19.4	28.5	10.3	29	48	4	0	5	1	0	9	307
Sep.	15.5	24.0	7.1	44	56	5	0	4	2	1	6	228
Oct.	10.5	17.6	3.4	46	66	7	0	1	3	7	4	178
Nov.	5.8	12.0	-0.5	39	72	6	2	0	4	17	4	136
Dic.	3.4	8.8	-2.0	41	76	8	3	0	4	20	4	112
Año	10.2	17.4	2.9	500	62	78	19	25	24	125	62	2440

Donde:

**T:** Temperatura media mensual/anual (°C)

**TM:** Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C)

**Tm:** Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C)

**R:** Precipitación mensual/anual media (mm)

**H:** Humedad relativa media (%)

**DR:** Número medio mensual/anual de días de precipitación superior o igual a 1 mm

**DN:** Número medio mensual/anual de días de nieve

**DT:** Número medio mensual/anual de días de tormenta

**DF:** Número medio mensual/anual de días de niebla

**DH:** Número medio mensual/anual de días de helada

**DD:** Número medio mensual/anual de días despejados

**I:** Número medio mensual/anual de horas de sol



### Valores extremos absolutos.

A continuación se muestran algunos de los valores correspondientes a los mínimos y máximos absolutos anuales de los datos de la serie de la variable climatológica del observatorio de Molina de Aragón considerados desde el año 1920.

La Tabla 2 muestra los valores extremos anuales de la región:

*Tabla 2: Valores climatológicos extremos de Molina de Aragón. Fuente AEMET*

Variable	Anual
Máx. núm. de días de lluvia en el mes	24 (mayo 2008)
Máx. núm. de días de nieve en el mes	18 (feb. 1963)
Máx. núm. de días de tormenta en el mes	15 (jul. 1952)
Prec. máx. en un día (l/m <sup>2</sup> )	70.0 (30 jul. 1970)
Prec. mensual más alta (l/m <sup>2</sup> )	176.8 (mayo 1971)
Prec. mensual más baja (l/m <sup>2</sup> )	0.0 (jul. 1962)
Racha máx. viento: velocidad y dirección (Km/h)	V. 104, Dir. 270 (02 dic. 1976 00:20)
Tem. máx. absoluta (°C)	38.0 (14 ago. 1987)
Tem. mín. absoluta (°C)	-28.2 (28 ene 1952)

### **3.4.3.2 Datos de radiación.**

A través de la Comisión Europea se obtiene acceso al software PVGIS “*Photovoltaic Geographical Information System*” que proporciona información acerca de la radiación de la zona de la Unión Europea.

A partir de PVGIS se obtienen los siguientes valores, reflejados en la tabla 3 de irradiación mensual y la media anual sobre el plano horizontal y sobre el plano de inclinación de los módulos fotovoltaicos.

*Tabla 3: Irradiación mensual y anual sobre el plano horizontal y el plano inclinado. Fuente PVGIS*

Mes	$G_{da}(0^\circ)$ [Wh/m <sup>2</sup> /día]	$G_{da}(30^\circ)$ [Wh/m <sup>2</sup> /día]
Ene	1950	3130
Feb.	3030	4450
Mar	4220	5290
Abr.	5210	5660
May.	5970	5910
Jun.	7160	6810
Jul.	7530	7310
Ago.	6460	6840
Sep.	4970	5980
Oct.	3420	4710
Nov.	2250	3520
Dic.	1780	3000
Anual	4500	5220

Donde:

**$G_{da}(0)$** : Irradiación media mensual/anual  
sobre superficie horizontal

**$G_{da}(30)$** : Irradiación media mensual/anual  
sobre superficie de los paneles

La figura 3, obtenida a partir del PVGIS muestra la representación gráfica de los valores de irradiancia para el plano horizontal y el plano inclinado.

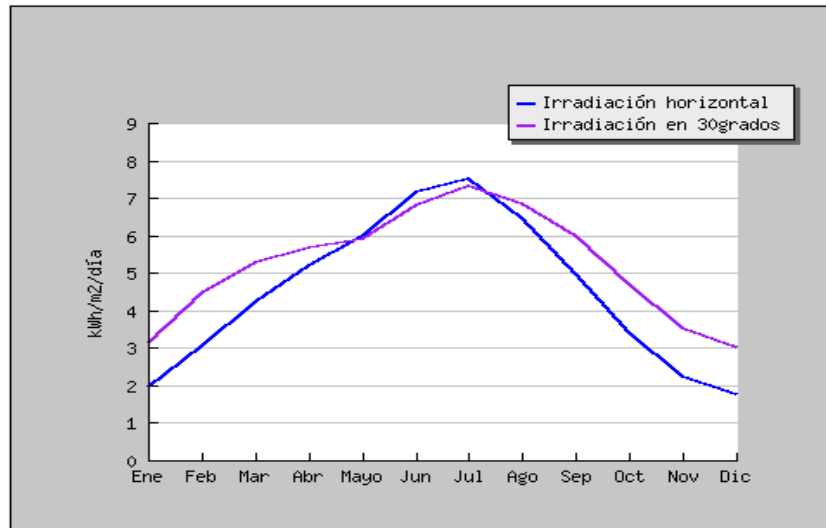


Figura 3: Representación gráfica de los valores de irradiancia sobre el plano horizontal e inclinado. Fuente PVGIS

### 3.4.3.3 Datos eólicos.

Si existiese la posibilidad de realizar un estudio eólico de la zona de la vivienda con el equipo pertinente, obteniendo resultados experimentales, estos serían los idóneos para diseñar la instalación. Sin embargo, dado que se trata de la instalación de un aerogenerador de baja potencia para uso residencial, carece de sentido realizar medidas experimentales en la vivienda dado el incremento en el presupuesto que esto provocaría, además de la necesidad de un periodo de tiempo de estudio largo para la obtención de resultados precisos. Es por todo esto por lo que se utilizan otros métodos para el estudio del recurso eólico.

Los datos eólicos utilizados para el estudio del recurso eólico se han conseguido a través, tanto de la estación meteorológica del municipio de Molina de Aragón, como del Atlas Eólico de España suministrado por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, IDAE.

A partir de este Atlas Eólico, se obtiene el perfil característico del viento para el municipio donde se sitúa la vivienda.

La tabla 4 muestra los valores de los principales datos característicos para el estudio del viento según la media anual.

Tabla 4: Valores anuales eólicos característicos. Fuente IDAE

Media anual				
Coordenadas UTM(m): 595046,4521565				
Elevación: 1070m				
Rugosidad:0.1m				
	30m	60m	80m	100m
Velocidad [m/s]	3.36	4.03	4.37	4.67
Weibull C [m/s]	3.99	4.7	5.05	5.35
Weibull K	2.08	2.069	2.063	2.048

Las coordenadas de los valores que se obtienen respecto de las coordenadas en las que se sitúa la vivienda no coinciden, pero dado el carácter aproximado que se le da al estudio, se consideran datos válidos.

La tabla 4 muestra los valores principales a diferentes alturas. Teniendo en cuenta que la altura de un molino eólico de microgeneración es aproximadamente de 20-30 metros, serán estos los valores utilizados para el estudio eólico.

Una vez definidos los valores descritos en la tabla 4, se procede a la obtención de la distribución estadística de Weibull ya que es la que más se aproxima a la frecuencia de velocidades medias del viento.

La función de densidad de probabilidad de Weibull viene definida por:

$$f(x) = \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{x}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{C}\right)^K}$$

Donde:

K: factor de forma

C: factor de escala

El factor de escala, C, se relaciona de forma directa con la velocidad media del viento, mientras que el factor de forma K, es un valor adimensional que modifica la distribución: valores cercanos a 1 corresponden a distribuciones muy asimétricas, mientras que valores elevados,  $2 < K < 3$  corresponden a distribuciones simétricas, similares a las distribuciones de Gauss.

De acuerdo a los valores obtenidos en el Atlas Eólico y aplicando la función de densidad de probabilidad, la figura 4 muestra la distribución de probabilidad de Weibull para los valores medios anuales del viento, es decir, la probabilidad de que vientos a distintas velocidades se den en la región.

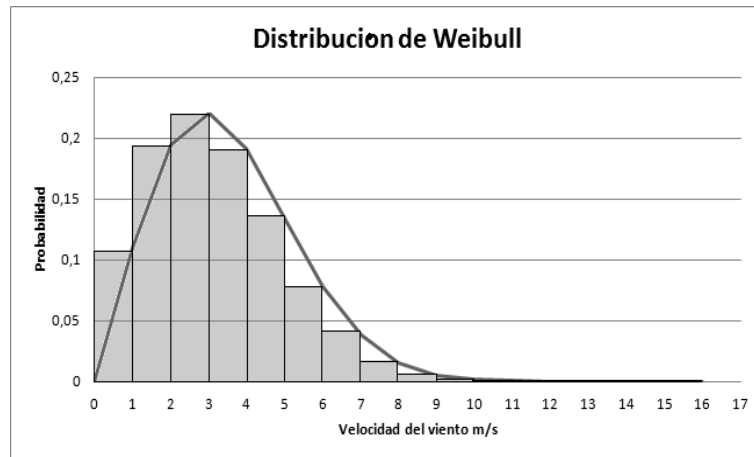


Figura 4: Distribución de Weibull. Fuente propia

La tabla 5 muestra valores representativos de la función de densidad de probabilidad de Weibull mediante los cuales se ha construido la gráfica de la figura 4, es decir, la probabilidad de los vientos en función de la velocidad del mismo.

Tabla 5: Valores representativos de la función de densidad de probabilidad de Weibull. Fuente propia.

Vel. viento(m/s)	Probabilidad
0	0
1	0,110565305
2	0,194939125
3	0,220471195
4	0,191294712
5	0,134435383
6	0,078306052
7	0,038243769
8	0,015760254
9	0,005500439
10	0,001629327
11	0,000410161
12	8,78115E-05
13	1,59941E-05
14	2,47874E-06
15	3,26853E-07

Como se puede observar interpretando los datos de los vientos de la región, el intervalo de velocidades del viento que más se van a dar a lo largo del año está entre 1 y 5 m/s, mientras que vientos de velocidades elevadas, de más de 9 m/s se darán de forma muy puntual. Estas consideraciones se deben tener en cuenta a la hora de decidir si es consecuente la instalación de un molino en la vivienda en función del rendimiento energético que tendrá para los vientos característicos del municipio.

Otra característica importante a la hora de dimensionar una instalación eólica es la direccionalidad del viento más representativa, que servirá de base para la orientación de las palas del molino instalado, con el fin de obtener la mayor eficiencia posible en función del viento existente.

Para obtener un perfil de orientaciones del recurso eólico se utiliza una herramienta gráfica conocida como Rosa de los Vientos. En ella se puede observar la probabilidad del viento en función de su direccionalidad basándose en los puntos cardinales Norte, Sur, Este y Oeste y los derivados de estos.

A continuación, la tabla 6 recoge los valores a partir de los cuales se ha realizado la Rosa de los Vientos para las siguientes coordenadas: Latitud: 40° 51' 11" Longitud: 1° 53' 31"

Al igual que las coordenadas de la distribución de Weibull, éstas no coinciden con el punto de instalación del Molino, pero se utilizan como información aproximada de la direccionalidad de los vientos dada su proximidad.

*Tabla 6: Valores representativos Rosa de los Vientos. Fuente IDAE*

<b>Distribución por direcciones a 80m</b>					
<b>Dirección</b>	<b>Frecuencia[%]</b>	<b>Velocidad[m/s]</b>	<b>Potencia[%]</b>	<b>Weibull C [m/s]</b>	<b>Weibull K</b>
N	6,72	4,54	4,66	5,17	2,17
NNE	7,21	4,07	3,26	4,63	2,47
NE	8,4	3,93	3,16	4,37	2,5
E	7,45	3,82	2,86	4,36	2,41
ENE	5,8	3,92	2,71	4,59	2,28
ESE	3,58	3,99	1,85	4,68	2,15
SE	2,73	4,22	1,7	4,78	1,91
SSE	2,45	4,21	1,37	4,62	1,93
S	2,45	4,68	2,03	5,35	2,01
SSW	5,11	5,97	8,19	6,87	2,22
SW	12,16	6,83	29,53	7,92	2,24
WSW	13,37	5,99	21,11	7,03	2,48
W	8,3	5,01	8,19	5,92	2,32
WNW	4,61	4,49	3,33	5,23	2,15
NW	4,83	4,34	2,94	4,97	2,12
NNW	4,83	4,35	3,11	4,95	2,05

A partir de estos datos se obtiene la Rosa de los Vientos de la energía eólica y el tiempo en función de la frecuencia de los vientos.

La figura 5 muestra la representación de la Rosa de los Vientos para la velocidad media en función de los valores de la Tabla 6

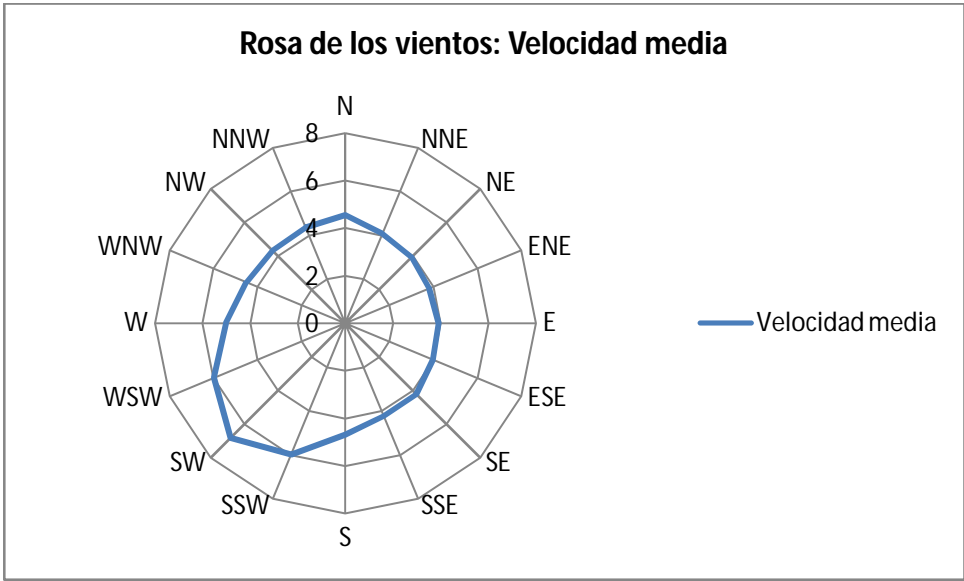


Figura 5: Rosa de los vientos: velocidad media. Fuente propia.

Como se puede interpretar en función de la Rosa de los vientos de la velocidad media, las mayores velocidades se dan para una orientación hacia el suroeste.

La figura 6 muestra la representación de la Rosa de los Vientos para el porcentaje de energía generada así como el porcentaje de tiempo en el que los vientos se dan en esa dirección a partir de los datos facilitados en la tabla 6:

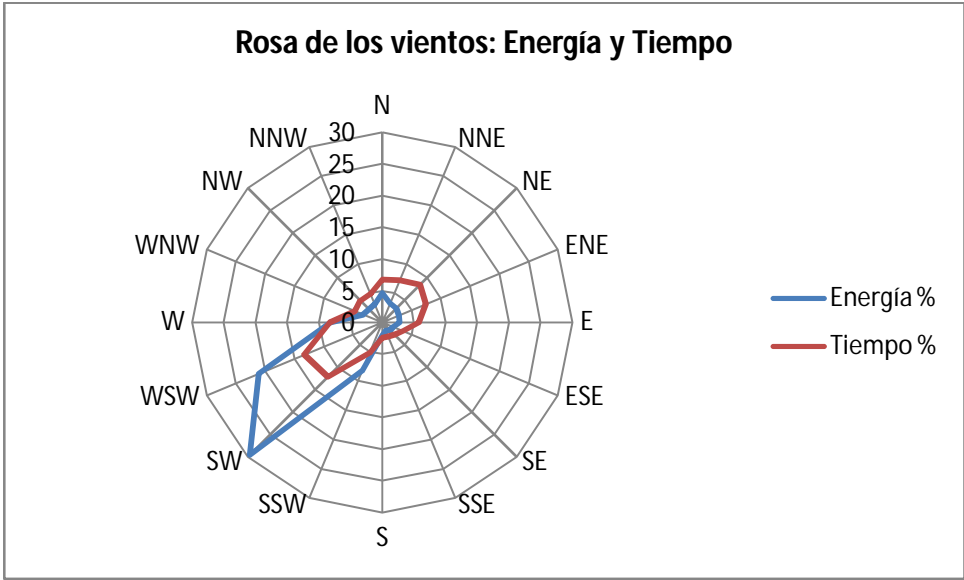


Figura 6: Rosa de los vientos: energía y tiempo. Fuente propia

Al igual que en la Rosa de los vientos de la velocidad, en ésta se puede observar como el mayor porcentaje de energía se obtendrá en la dirección suroeste. Esto es coherente ya que la energía generada por el viento es directamente proporcional a la velocidad de éste. Sin

embargo, el porcentaje de tiempos en los que el viento va en una u otra dirección está más repartido, siendo las direcciones predominantes la noroeste y la sureste.

Tras la obtención de estos resultados se puede afirmar que la orientación óptima del molino será en dirección suroeste ya que será donde más energía se produzca.

### **3.5 Requisitos de diseño.**

Se encargará un estudio sobre la viabilidad del proyecto de acuerdo a las bases legislativas y a las bases del cliente a un técnico externo al proyecto de ejecución. En este punto del proyecto se exponen tanto las bases a las que debe atenderse el técnico como la solución a adoptar, siempre quedando a expensas del informe de éste para la confirmación sobre la posibilidad de llevar a cabo el proyecto.

#### **3.5.1 Bases según el cliente.**

Para el diseño de la instalación el cliente ha impuesto las siguientes condiciones:

- Rendimiento: El conjunto de la instalación debe estar dimensionada para satisfacer las necesidades de consumo del propietario en todo momento, sin importar las condiciones que limiten la capacidad de generación de energía. Además, en el conjunto de la instalación debe asegurarse la completa seguridad frente a los peligros que entrañan las instalaciones de generación de energía.
- Situación: La instalación se colocará de manera que no pueda ser visible desde la zona exterior de la parcela para evitar robos ya que la vivienda es de uso vacacional y está desocupada durante largos periodos.
- Componentes empleados: Todos los componentes empleados deben pertenecer a empresas de reconocido prestigio en el campo de las instalaciones de autoconsumo, así como ofrecer servicio técnico en España.

#### **3.5.2 Posibles sistemas a instalar.**

##### Conexión de la vivienda a la red de distribución eléctrica.

Sería la solución más eficiente si existiese la posibilidad de conectar la vivienda a la red de distribución eléctrica. Sin embargo, el principal factor a tener en cuenta para llevar a cabo esta instalación es la proximidad del punto de conexión a la red eléctrica, ya que el precio de la instalación estará directamente relacionado con la distancia a este punto, encareciéndose de forma elevada la misma cuanto más lejos se encuentre de este punto.

##### Sistema de generación a partir de un grupo electrógeno.

Este tipo de sistemas están compuestos por un grupo electrógeno, es decir, un sistema de generación eléctrica a partir de un motor de combustión interna. Entre las características favorables para la instalación de este tipo de sistemas se encuentra que la inversión inicial no es elevada. Sin embargo, en contra tiene dos puntos determinantes: el hecho de que funcione a partir de combustible significa un gasto continuado en el tiempo para poder disponer de

energía, además de la necesidad de disponer de un depósito de combustible para que el generador funcione por un tiempo prolongado. A este hecho hay que sumar que este tipo de sistemas generan una contaminación debido al combustible utilizado.

#### Sistema de generación de energía a partir de fuentes renovables.

Este tipo de sistemas están formados por generadores de energía a partir de fuentes renovables. La principal característica a favor de este tipo de sistemas es la no contaminación ya que no generan ningún tipo de contaminación que dañe la atmósfera. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que sistemas como los molinos eólicos si presentan otros tipos de contaminación como son la acústica, además de poder resultar peligrosos para la fauna de la zona. Los sistemas de generación de energía a partir de fuentes renovables presentan una inversión inicial elevada.

### **3.5.3 Justificación del sistema elegido.**

Expuestas las posibles soluciones para satisfacer el consumo eléctrico de la vivienda, a continuación se justifica la solución final adoptada, y el por qué se desestiman las demás opciones.

En primer lugar, se presenta la desestimación de la conexión de la vivienda a la red de distribución eléctrica. Pese a que se considera que esta es la medida más eficiente, ya que te asegura el suministro continuo de energía a la vivienda, debido a la localización de la misma, en una zona rural, lejos del punto más próximo de unión a la red de distribución, resulta económicamente inviable el adoptar esta medida dado que es necesario un desembolso inicial alto.

Por tanto, las posibles soluciones son la instalación de sistemas aislados de generación de energía. Expuestos los dos sistemas considerados, se ha optado por primar el aspecto medioambiental en detrimento del económico. Por esta razón se ha desestimado la instalación de un grupo electrógeno que, aunque supone un desembolso inicial inferior a una instalación de generación de energías renovables, el hecho de que ésta contamine es más determinante para el propietario.

### **3.5.4 Limitaciones legislativas.**

Para la consecución del proyecto se han de tener en cuenta las limitaciones impuestas por las distintas normativas aplicables a la configuración de la instalación, cumpliendo con las directrices señaladas en el capítulo de esta memoria relativo a la normativa.

### **3.5.5 Limitaciones geográficas ambientales y económicas.**

Para llevar a cabo el proyecto, se tendrán en cuenta las limitaciones geográficas, es decir, la posibilidad de instalar los diferentes equipos en la disposición geográfica a la que pertenece la vivienda. Así mismo, se tendrán en cuenta los aspectos medioambientales a cubrir mediante la elección de los equipos más idóneos para esta instalación. Por último, también se tendrá en cuenta a la hora de diseñar la instalación, las limitaciones económicas impuestas por el propietario de la instalación, ajustándose la misma al presupuesto de que disponga éste. Todas



estas limitaciones estarán recogidas en el estudio de viabilidad llevado a cabo por el técnico externo a este proyecto.

## **3.6 Normativa**

### **3.6.1 Legislación aplicada.**

Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Real Decreto 2224/1998, de 16 de octubre, por el que se establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia.

Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo Europeo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo Europeo, de 17 de mayo de 2006, relativa a las máquinas y por la que se modifica la Directiva 95/16/CE (refundición)

Directiva 2006/95/CE Parlamento Europeo y del Consejo Europeo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

### **3.6.2 Normativa aplicable a los equipos.**

#### Módulos Fotovoltaicos.

UNE-EN 61215:2006: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para la aplicación terrestre. Cualificación de diseño y aprobación de tipo (IEC 61215 Ed. 2)

UNE-EN 61730-1,-2:2007: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.

UNE-EN ISO 11925-2:2010: Ensayos de reacción al fuego de los materiales de construcción. Inflamabilidad de los productos de construcción cuando se someten a la acción directa de la llama.

Parte 1: Requisitos de construcción. (IEC 61730-1:2004, modificada)

Parte 2: Ensayo con una fuente de llama única. (IEC 61730-1,-2:2004, modificada)

#### Aerogenerador.

UNE-EN 61400-2:2006: Aerogeneradores.

Parte 2: Requisitos de diseño para pequeños aerogeneradores.

UNE-EN ISO 61400-2:2006: Aerogeneradores.

Parte 1: Requisitos de diseños.

UNE-EN ISO 12100-1:2004: Seguridad de las máquinas- Conceptos básicos, principios generales para el diseño.

Parte 1: Terminología básica, metodología.

#### Baterías.

IEC 60896: Baterías estacionarias de plomo-ácido.

IEC 61427-1: Celdas y baterías estacionarias para el almacenamiento de energías renovables.

UNE-EN 50272-2:2002: Requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías

Parte 2: Baterías estacionarias.

#### Inversores y Regulador eólico.

UNE-EN 61000-6-3:2007: Compatibilidad electromagnética (CEM).

Parte 6-3: Normas genéricas. Norma de emisión en entornos residenciales, comerciales y de industria ligera.

Parte 6-4: Normas genéricas. Norma de emisión en entornos industriales.

UNE-EN 55022:2006/A1:2007: Equipos de tecnología de la información. Características de las perturbaciones radioeléctricas. Límites y métodos de medida.

UNE-EN 61000-3-12:2005: Compatibilidad electromagnética (CEM).

Parte 3-12: Límites para las corrientes armónicas producidas por los equipos conectados a las redes públicas de baja tensión con corriente de entrada  $> 16 \text{ A}$  y  $\leq 75 \text{ A}$  por fase.

UNE-EN 61000-3-2:2006: Compatibilidad electromagnética (CEM).

Parte 3-2: Límites. Límites para las emisiones de corriente armónica (equipos con corriente de entrada  $\leq 16 \text{ A}$  por fase).

UNE-EN 61000-6-1:2007: Compatibilidad electromagnética (CEM).

Parte 6-1: Normas genéricas. Inmunidad en entornos residenciales, comerciales y de industria ligera. (IEC 61000-6-1:2005).

UNE-EN 61000-6-2:2005: Compatibilidad electromagnética (CEM).

Parte 6-2: Normas genéricas. Inmunidad en entornos industriales.

UNE-EN 50178:1997: Equipo electrónico para uso en instalaciones de potencia.

UNE-EN 62109-1:2010: Seguridad de los convertidores de potencia utilizados en sistemas de potencia fotovoltaicos.

Parte 1: Requisitos generales.

#### Línea eléctrica.

DKE/VDE AK 411.2.3 Requisitos para cables de sistemas fotovoltaicos HD 22.13

UNE 21123-4:1999: Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1kV.

Parte 4: Cables con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de poliolefina.

#### Protecciones.

IEC/EN 60898: Accesorios eléctricos. Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobrecorrientes.

IEC/EN 60947: Aparatos de conexión y mando de baja tensión

Parte 2: Interruptores automáticos.

Parte 3: Interruptores, seccionadores, interruptores-seccionadores y combinados fusibles.

IEC/EN 61008: Interruptores automáticos para actuar por corriente diferencial residual, sin dispositivo de protección contra sobrecorrientes, para usos domésticos y análogos (ID).

ROHS 2002/98/CE: Restricción de ciertas Sustancias Peligrosas en aparatos eléctricos y electrónicos.

IEC 61643-11: Dispositivo de baja tensión de protección contra sobretensiones:

Parte 11: Dispositivos de protección contra sobretensiones conectados a sistemas de energía de baja tensión-requisitos y métodos de ensayo.

IEC/ UNE-EN 50298: Envolventes destinadas a los conjuntos de aparatos de baja tensión. Requisitos generales para las envolventes vacías.

IEC 60670: Cajas y envolventes para accesorios eléctricos para uso doméstico e instalaciones eléctricas fijas

### **3.6.3 Bibliografía.**

#### Bibliografía Básica

Promotora General de Estudios *"Curso de Experto Profesional en Energía fotovoltaica"* Ed. Progensa, 2009.

Equipo INIECO *"Desarrollo de proyectos de instalaciones de energía mini-eólica aislada"* Ed. Vértice, D.L. 2011.

Centro de Estudios de la Energía Solar (Sevilla) *"Instalaciones de energía solar: curso programado: Volumen 5, Sistemas de conversión eléctrica"* Ed. Progensa, 1992-94.

Departamento de energía solar de IDAE y CENSOLAR *"Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red"* Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. 2009  
Programa de investigación y desarrollo electrotécnico PIE *"Proyecto INDEL: Atlas de la demanda eléctrica española"* Red eléctrica de España S.A. 1998

J.L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos Díaz, S. Arnalte Gómez *"Sistemas Eólicos de producción de energía eléctrica"* Ed. Rueda S.L.

*"Compendio Tecnológico 2: Suministro de electricidad en redes solares aisladas y de respaldo"* SMA

*"Cuadernillo de instrucciones técnicas nº. 10 Plantas Fotovoltaicas"* ABB.

*"Cuadernillo de instrucciones técnicas nº. 12 Plantas Eólicas"* ABB.

*"Reglamento electrotécnico para baja tensión"* BOE. 2002

#### Proyectos Fin de Carrera.

Patricia Cuenca Garrido *"Diseño e Integración de Instalación de un Sistema de Producción de Energía Eólica Domestica"* Universidad Carlos III Madrid. 2009.

Álvaro García-Heras Pino *"Análisis y diseño de una instalación fotovoltaica de 20 kW en un edificio singular"* Universidad Carlos III Madrid. 2009

Cristina Touchard Díaz-Ambrona *"Estandarización de los sistemas de protección en instalaciones fotovoltaicas aisladas"* Universidad Pontificia de Comillas. 2006

#### Manuales y Catálogos.

*"Sunny Family 2012"* SMA.

*"Accessories for Wind Power Inverter: WINDY BOY PROTECTION BOX 400 / 500 / 600. Installation Guide"* SMA

*"Inversor aislado SUNNY ISLAND 8.0H/6.0H SUNNY REMOTE CONTROL Instrucciones de funcionamiento"* SMA

*"Productos de baja tensión: soluciones para la energía solar"* ABB.

*"Catálogo técnico: System pro M compact"* ABB

*"La nueva eólica: Manual de usuario Aerogeneradores 30-70"* Enair.

#### Recursos Web.

<http://atlaseolico.idae.es>

<http://www.sma-iberica.com>

<http://www.enair.es>

<http://www.ciemat.es>

<http://www.energiasrenovables.ciemat.es>

<http://www.idae.es>

<http://www.abb.es>

<http://www.bosch-solarenergy.es>

<http://www.solarweb.net>

<http://www.renovablesonline.es>

<http://www.boe.es>

<http://www.ree.es>

<http://www.aemet.es>

### **3.6.4 Programas de cálculo.**

#### **3.6.4.1 PVGIS.**

El software de libre uso denominado PVGIS (sistema de información geográfica fotovoltaica, Photovoltaic Geographical Information System) proporciona información del recurso de energía solar y la evaluación de la generación de electricidad a partir de sistemas fotovoltaicos en Europa, África y Asia sudoccidental. Es una parte de la acción SOLAREC que contribuye a la aplicación de las energías renovables en la Unión Europea como una fuente de energía sostenible y de largo plazo mediante la realización de nuevos desarrollos científicos y tecnológicos en los campos en que la armonización es necesaria y solicitada por los clientes.

La información a la que se tiene acceso a través de este freeware es la siguiente:

- Promedios mensuales y diarios de radiación solar.
- Generación de perfil diario de radiación para cielo despejado
- Generación de perfil diario de radiación real, según la inclinación y orientación del modulo con carácter mensual.
- Cálculo de potencia generada de una instalación fotovoltaica.
- Cálculo de la radiación anual y producción potencial de energía con instalaciones fotovoltaicas.

Toda esta información proviene de la base de datos PVGIS-CMSAF a partir de la cual el programa obtiene los valores de partida para realizar las estimaciones.

#### **3.6.4.2 PVSYST**

Se trata de un software de uso para el estudio, calibración, análisis de simulación y de los datos de los sistemas completos FV, diseñado y comercializado por PVSYST Photovoltaic Software.

El programa cuenta con las siguientes secciones:

- Pre-dimensionado: Primera evaluación de las dimensiones del sistema y sus componentes. Se obtienen evaluaciones rápidas de la producción del sistema, calculadas obteniendo valores mensuales.
- Diseño del proyecto: Permite el cálculo preciso de la producción del sistema utilizando simulaciones detalladas por horas. Permite obtener diversas variantes de la simulación para su interpretación y comparación. Incluye el estudio de los efectos derivados de los sombreados. Además permite obtener un análisis detallado de las pérdidas del sistema así como una evaluación económica con los precios reales de los componentes.
- Bases de datos: Administración de las bases de datos de clima y de los componentes fotovoltaicos donde se pueden obtener las características de ambos, además de importar información a partir de fuentes diversas.
- Herramientas: permiten obtener información didáctica acerca de la geometría solar, el comportamiento eléctrico de un generador fotovoltaico con sombreados y el análisis y comparación de datos medidos en sistemas existentes.

Dentro del diseño del proyecto, se tienen cuatro opciones sobre los distintos sistemas que el software permite dimensionar:

- Conectado a red: sistemas formados por módulos e inversores para verter a red la energía generada.
- Aislados: sistemas en los cuales la energía generada es consumida directamente por el sistema al que se suministra.
- Bombeo: Permite dimensionar el sistema de energía fotovoltaica para el bombeo de agua.
- Corriente continua: dimensiona instalaciones de consumo de corriente continua.

#### Diseño de un proyecto en PVSYST.

Pese a que la instalación que acontece es de carácter aislado, por motivos de diseño, el perfil de cálculo que se asemeja más a la realidad de la instalación en la parte fotovoltaica es un diseño conectado a red. Es por esto que a continuación se explican los pasos básicos a seguir en el dimensionado de una instalación conectada a red a partir del PVSYST.

- Designación del proyecto.

En este punto se definen las preferencias del lugar geográfico y la estación meteorológica. Dado que se cuenta con la información de radiación de la localización del municipio de Molina de Aragón, obtenida a partir del PVGIS, estos datos se pueden exportar al PVSYST por lo que se definirá una nueva localización más exacta que las predeterminadas del programa. Para incluir la información meteorológica y de

radiación del municipio, habrá que crear una nueva localización en la sección de base de datos descrita anteriormente.

- Variables del sistema

En este punto se definen las distintas variables que van a caracterizar el dimensionado de la instalación.

- Orientación del plano.

El programa permite distintas configuraciones del plano inclinado como: Plano inclinado fijo, ajuste a inclinación estacional, seguimiento en dos ejes, etc.

En función del tipo de plano habrá que definir las características de orientación e inclinación del mismo.

- Sistema.

En este punto se definen los equipos que van a formar el sistema, es decir, el inversor fotovoltaico y el tipo y configuración de los módulos fotovoltaicos.

Una vez definidas las características del sistema se pueden modificar los parámetros de las pérdidas. Estos están ajustados por defecto a unos valores predefinidos y normalmente adecuados para cada simulación. Por esta razón no se contempla la modificación de los parámetros de pérdidas.

Además se pueden definir los perfiles de los obstáculos así como las sombras cercanas y la disposición de los módulos, parámetros que, dado la situación de la instalación a diseñar, libre de sombras y obstáculos, no se tendrán en cuenta a la hora de dimensionar el sistema a partir del PVSYST.

- Simulación y resultados.

Definido el sistema, el software realiza la simulación en función de las variables definidas y proporciona una serie de resultados a partir de un informe detallado de la instalación.

## 3.7 Definiciones y abreviaturas.

### 3.7.1 Definiciones

*Radiación Solar:* Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

*Irradiancia:* Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y superficie. Se mide en kW/m<sup>2</sup>

*Irradiación:* Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m<sup>2</sup>

*Instalación fotovoltaica:* Tipo de instalación que convierte la energía procedente del Sol en energía eléctrica a partir de módulos fotovoltaicos.

*Instalación aislada:* instalación que no se encuentra conectada a red.

*Célula Fotovoltaica:* Dispositivo que transforma energía solar en eléctrica.

*Módulo fotovoltaico:* Conjunto de células solares interconectadas entre si y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

*Rama fotovoltaica (String):* Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

*Generador fotovoltaico:* Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

*Condiciones estándar de medida STC:* Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos.

*Potencia máxima del generador (Potencia Pico):* Potencia máxima que puede entregar el módulo en las condiciones estándar de medida.

*Inversor:* Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

*Potencia nominal del inversor:* Potencia especificada por el fabricante que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

*Capacidad de sobrecarga del inversor:* Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

*Rendimiento del inversor:* Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

*Acumulador:* Asociación eléctrica de baterías.

*Batería:* Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

*Autodescarga:* Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

*Capacidad nominal:* Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en un número determinado de horas, medida a una temperatura determinada.

*Capacidad útil:* Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida.

*Profundidad de descarga:* Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

*Régimen de carga (o descarga):* Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga)



*Aerogenerador*: generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento.

*Regulador eólico*: Sistema que convierte la energía procedente del aerogenerador, cuya salida de corriente es alterna trifásica, en una señal monofásica continua de una tensión definida.

### 3.7.2 Abreviaturas

$E_A$ : *Energía del sistema de acumulación.*

$E_T$ : *Energía consumida.*

$R_A$ : *Rendimiento del acumulador.*

$k_b$ : *Coeficiente de pérdidas por rendimiento de las baterías.*

$k_c$ : *Coeficiente de pérdidas por rendimiento del inversor.*

$k_v$ : *Coeficiente de pérdidas varias.*

$k_a$ : *Coeficiente de pérdidas por autodescarga diaria de las baterías.*

$C$ : *Capacidad nominal de las baterías.*

$P_d$ : *Profundidad de descarga.*

$k_T$ : *Factor de temperatura.*

$C'[\text{Ah}]$ : *Capacidad nominal en Ah.*

$V_{ns}$ : *Tensión del sistema de baterías.*

*MPPT*: *Maximum Power Point Tracking (seguidor del punto de potencia máxima).*

$E_{FV}$ : *Energía del sistema FV.*

$R_{FV}$ : *Rendimiento sistema fotovoltaico.*

$k_{FV}$ : *Coeficiente de pérdidas por rendimiento de los módulos*

$\beta_{opt}$ : *Inclinación óptima del módulo.*

$\phi$ : *Latitud.*

*HSP*: *Horas Solares Pico.*

$G_\beta$ : *Irradiancia para el ángulo de inclinación.*

$G_{STC}$ :  $1000 \text{ W/m}^2$  *Irradiancia en condiciones estándar de medida.*

$W_p$ : *Potencia pico del sistema.*

$W_{pu}$ : *Potencia pico de un módulo FV.*

$U_{max}$ : *Tensión máxima en el inversor.*

$U_{ca}$ : Tensión a circuito abierto del módulo FV.

$U_{mpp(INV)}$ : Tensión mínima a la entrada del inversor en mpp.

$U_{mpp(70^{\circ}C)}$ : Tensión mínima del módulo a 70 °C.

$C_p$ : Coeficiente de potencia máximo.

$I_{cc,FV}$ : Intensidad de cortocircuito del generador FV

$L_r$ : Longitud de los cables.

$I_{cc(STC)}$ : Corriente de cortocircuito de la fila en condiciones estándar.

$U_{PMP(STC)}$ : Tensión de la fila en condiciones estándar.

$k$ : Conductividad.

$I_{N(INV)}$ : Intensidad nominal a la salida del inversor.

$\cos \varphi$ : Factor de potencia.

$U_N$ : Tensión nominal de la red.

### **3.8 Requisitos administrativos y legales.**

La instalación de los distintos equipos debe presentar las licencias que se exponen a continuación. Estas licencias se obtendrán a partir de un estudio realizado por una empresa o técnico externo a la realización del proyecto.

#### **3.8.1 Permiso municipal de licencia de obras.**

La instalación de equipos de captación de energía solar en los distintos municipios estará sujeta a la obtención de la licencia municipal de actividad y obra.

El objeto de la Licencia de Obras es autorizar el proyecto urbanístico del sistema fotovoltaico. La licencia deberá ser otorgada por el ayuntamiento del municipio donde se lleve a cabo la instalación aislada.

### **3.9 Descripción de la instalación.**

La instalación híbrida eólica y fotovoltaica aislada que se va a diseñar estará formada por los elementos mostrados en la figura 7.

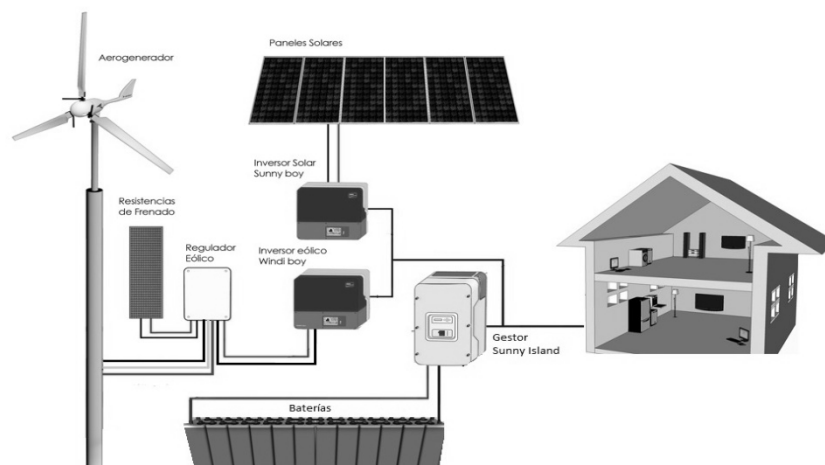


Figura 7: Diseño de la instalación de autoconsumo. Fuente ENAIR. Modificada.

Como se puede ver en la figura 7, la instalación está formada por: Generador solar y eólico, conjunto de baterías, inversor solar, regulador eólico con resistencia de frenado, inversor eólico e inversor de aislada. Además de estos equipos, la instalación contará con las debidas líneas eléctricas y las protecciones contra los distintos fenómenos eléctricos.

A continuación se exponen de forma detallada los distintos componentes que forman la instalación de generación de energía.

### 3.9.1 Generadores.

#### 3.9.1.1 Generador fotovoltaico.

##### Célula fotovoltaica.

Antes de definir el generador de energía fotovoltaica, es preciso definir el componente primario que forma estos generadores. Se trata de la célula fotovoltaica.

La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotoeléctrico.

##### Principios de funcionamiento.

- El efecto fotovoltaico viene provocado por una diferencia de potencia que se da en las proximidades de la unión entre dos elementos semiconductores, uno de tipo n y otro de tipo p.
- Los fotones transfieren la energía de la radiación solar incidente a los electrones de los semiconductores, liberándolos de la red cristalina a la que estaban unidos.
- La diferencia de potencial existente en la unión provoca un flujo ordenado de portadores fotogenerados, originando una diferencia de potencial neta en la célula.

- Mediante contactos existentes en la célula, puede disponerse un circuito exterior, por el que circulará una corriente eléctrica, la cual podrá entregar potencia eléctrica útil.

Hay que señalar que la célula FV no es un acumulador eléctrico. Su capacidad de generar energía depende de la radiación solar incidente sobre ella, de forma que la variabilidad, la discontinuidad y la aleatoriedad que caracterizan a esta última, serán variables determinantes de la energía eléctrica fotovoltaica.

#### Clasificación de las células fotovoltaicas.

La figura 8 muestra la clasificación de las células solares en función de los materiales que la componen.

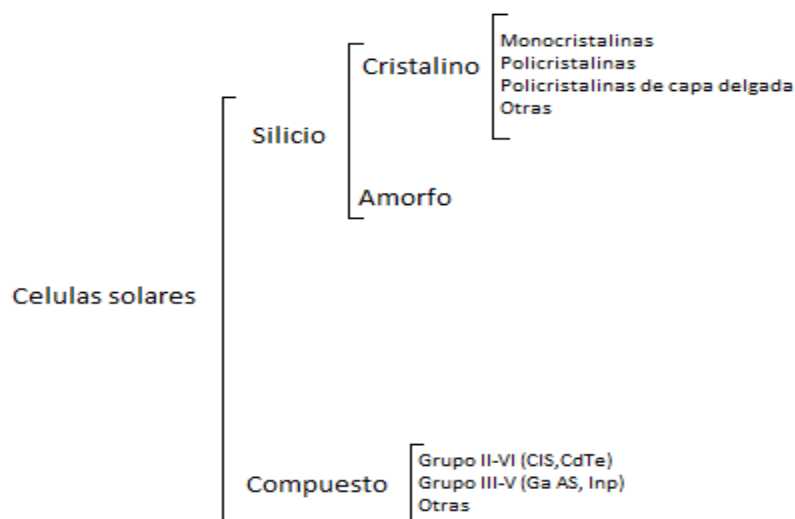


Figura 8: Clasificación de las células solares en función del material. Fuente propia.

Las células más extendidas comercialmente son las células de silicio monocristalinas, policristalinas y amorfas, y su diferencia principal es el rendimiento.

A continuación se desarrolla la información acerca de las células monocristalinas ya que son las que van a formar los módulos de la instalación.

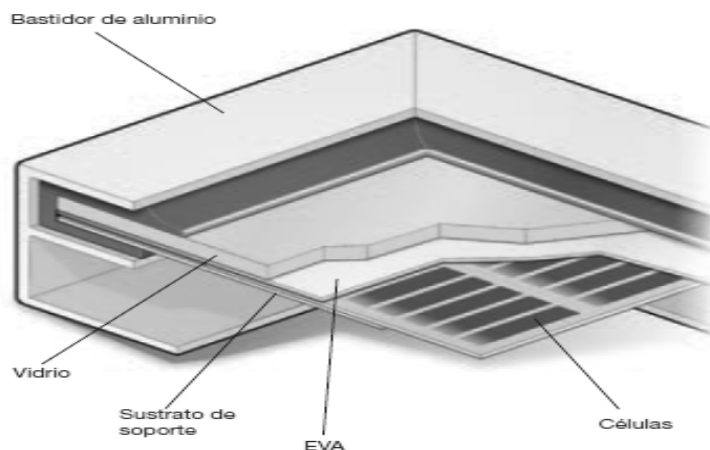
#### Células monocristalinas.

El material de partida para las células monocristalinas es silicio de alta pureza. El método más común en la elaboración de células de silicio monocristalino consiste en partir de un lingote de monocristal de silicio y cortarlo en obleas sobre las que tendrá lugar el resto del proceso de fabricación de los módulos. Su principal característica es que toda la red cristalina tiene la misma orientación. Su gran ventaja es la eficiencia, superior al resto de células existentes en el mercado. Sin embargo, el aspecto más negativo es su precio en relación con otras células. Esto se debe a que su proceso de fabricación resulta más costoso, debido a la elevada pureza y a la gran cantidad de material activo empleado, lo que supone además un elevado gasto energético.

### Generador fotovoltaico.

Un módulo fotovoltaico consiste en un conjunto de células fotovoltaicas eléctricamente conectadas unas con otras, encapsuladas, montadas en un laminado y una estructura soporte o marco.

La figura 9 muestra el corte transversal de uno de estos módulos, en el que se observa el sistema de encapsulado y enmarcado final.



*Figura 9: Sección transversal módulo FV. Fuente ABB*

A continuación se definen las partes principales mostradas en la figura:

- Cubierta de vidrio templado: Se trata de una cubierta frontal, formada por un vidrio con bajo contenido en hierro que minimiza la absorción de luz.
- Encapsulante EVA: evita el contacto directo entre el vidrio y la célula, elimina los intersticios originados por las imperfecciones superficiales de las células y aísla eléctricamente la célula del resto del panel. El material más utilizado es el etileno-vinilo-acetato EVA.
- Células solares y conectores: Material encargado de la captación de fotones como se señaló anteriormente. La conexión entre células se lleva a cabo a partir de cintas de interconexión de aluminio o acero inoxidable.
- Sustrato de soporte (cubierta de TEDLAR): Se trata de una cubierta posterior formada por una película de TEDLAR.

El generador fotovoltaico es un conjunto de módulos fotovoltaicos agrupados en serie o en paralelo que se encargan de transformar la energía procedente del sol en energía eléctrica.

El acoplamiento de dos o más módulos en serie, produce una tensión igual a la suma de las tensiones individuales de cada módulo, manteniéndose la intensidad constante. Por el contrario, la conexión de módulos en paralelo, provoca el aumento de la intensidad sin variar la tensión. Para obtener la potencia pico necesaria para la instalación se unirán los distintos módulos en serie, formando cadenas o strings. Si la tensión alcanzada superase un nivel límite impuesto por el inversor, el aumento de potencia se conseguirá conectando strings idénticos en paralelo.

Para evitar pérdidas y problemas de eficiencia en el generador, es necesario que la curva característica de todos los módulos sea la misma. Lo cual solo se garantiza escogiendo módulos de igual marca y modelo.

Tal y como se describe en la memoria de cálculo, el sistema de generación fotovoltaica contará con un String formado por 9 módulos de 185 W de potencia pico, esto es, la máxima potencia que puede generar el módulo en condiciones estándar de medida. El cálculo de la potencia y el número de módulos a instalar se encuentra detallado en el apartado 3.12.2.3 de la memoria de cálculo. Asimismo, se puede encontrar información acerca de los principales parámetros de funcionamiento de los módulos en el Anexo I dedicado a las Hojas de datos de los componentes.

### 3.9.1.2 Aerogenerador.

Un aerogenerador o turbina eólica transforma la energía cinética procedente del viento en energía eléctrica.

Para obtener energía del viento se hace circular éste por ambas caras de las palas del molino, las cuales presentan perfiles geométricos distintos aguas arriba y abajo, creando de esta forma un área de depresión en la cara superior respecto a la cara inferior. Esta diferencia de presiones produce una fuerza llamada sustentación aerodinámica sobre la superficie de la pala. La fuerza de sustentación provoca la rotación alrededor del eje del buje, como muestra la figura 10.

El giro del eje del molino provoca el giro del rotor que acoplado a un generador eléctrico que se encuentra en el interior de la carcasa del molino provoca la obtención de energía eléctrica.

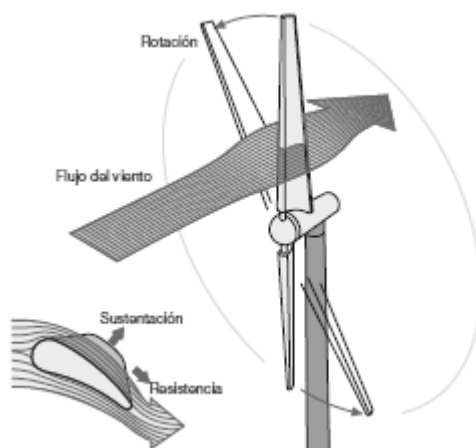


Figura 10: Principio de movimiento de un molino de sustentación. Fuente ABB

Este es el fundamento de obtención de energía para los molinos de sustentación, cuyo uso es el más extendido en la actualidad. Cabe señalar la existencia de molinos de resistencia. Ambos molinos se definen en función de la fuerza generada por el viento que utilizan como fuerza motriz.

Los aerogeneradores se pueden clasificar de distintas maneras en función de la potencia, la fuerza generada del viento que se use como fuerza motriz o su tipología. Dado el carácter de este proyecto, se atenderá a definir los aspectos más relevantes de los molinos utilizados en microgeneración, es decir, molinos de pequeña potencia.

A continuación se definen las partes principales de los molinos de mini eólica o pequeña potencia:

- Rotor

Formado por las palas y el buje.

- *Palas*: Son los componentes que interactúan con el viento. Su diseño busca maximizar su eficiencia aerodinámica.

Se fabrican con materiales ligeros, como son los plásticos reforzados con fibra, con buenas propiedades frente al desgaste ya que se encuentran a la intemperie. Los aerogeneradores de tamaño pequeño suelen llevar palas fabricadas a partir de fibra de vidrio o aluminio. Las palas deben presentar una resistencia a las distintas cargas variables a las que está sometida. Además de la fuerza que ejerce sobre ellas el viento, de carácter variable en función de la velocidad y la altura de la pala (cuando la pala se encuentra en posiciones elevadas, está sometida a esfuerzos mayores que cuando está en una posición baja) la pala se encuentra sometida a esfuerzos debidos a su propio peso y a la tracción que se genera por el movimiento de rotación y su unión al buje. Todos estos esfuerzos a los que debe hacer frente provocan que la sección de la pala sea grande con el fin de obtener rigidez.

- *Buje*: Es el componente que une las palas al eje principal, transmitiéndole la potencia extraída del viento.

Suele fabricarse de acero y protegerse con una funda ovalada denominada cubierta.

El buje de un aerogenerador de mini eólica es rígido, diseñado para mantener los principales elementos que lo componen en una posición fija en relación al eje principal, sin permitir ningún movimiento de las palas.

- Generador síncrono de imanes permanentes.

Este tipo de generador, denominado también alternador, presenta un rotor formado por imanes permanentes.

Estos imanes están distribuidos de forma uniforme a lo largo del perímetro interior del rotor formando  $n$  polos magnéticos, creando estos polos el campo magnético básico de la máquina. El estator está formado por chapas de acero magnético entre las que se alojan los devanados del inducido, formados por espiras de cobre. En estas espiras se induce una tensión de frecuencia proporcional a la velocidad de giro del rotor.

Como resultado de la interacción entre rotor y estator se obtiene una tensión trifásica equilibrada.

Se fabrica con materiales especiales para la disipación del calor, reduciendo así su calentamiento además de realizar sobre el estator tratamientos de aislamiento.

- Cuerpo

Es la estructura de aluminio externa que alberga al generador de imanes permanentes. Debe presentar un sellado hermético para garantizar la protección y duración de los

elementos de su interior en condiciones meteorológicas adversas. En él se disponen las escobillas que están en contacto con el estator y que transmiten la energía eléctrica a los cables trifásicos.

- Timón de orientación.

Situado en la parte posterior del cuerpo, se trata de un elemento aerodinámico fabricado a partir de resinas epoxi y fibras de vidrio.

Su diseño está optimizado para evitar la fatiga de las turbulencias y adaptarse a las distintas rachas de viento.

Representa una función importante en la obtención de energía ya que permite reorientar el molino para aprovechar la dirección del viento.

En el mercado actual existen distintos modelos de molino. El parámetro más relevante a la hora de seleccionar un molino es la potencia que es capaz de generar. Esta potencia, como se ha expuesto en el apartado 3.11.3.2 de la memoria de cálculo relativo al dimensionado del aerogenerador, está directamente relacionada con el área barrida por las palas por lo que la principal diferencia entre modelos estará en la longitud de éstas.

Para este proyecto se ha seleccionado un aerogenerador con una potencia nominal de 1500kW. Para obtener información más exacta acerca de los parámetros del molino, se puede consultar el Anexo I referente a las fichas técnicas de los productos. Asimismo, los parámetros de diseño del sistema de generación eólica se encuentran en el apartado 3.12.2.4 de la memoria de cálculo.

### **3.9.2 Sistema de acumulación**

La finalidad del sistema de acumulación es la de asegurar la disponibilidad de energía eléctrica siempre que sea necesaria. Para ello, se recurre a acumuladores electroquímicos.

#### Acumulador electroquímico.

El acumulador electroquímico, o batería, es un dispositivo capaz de almacenar o entregar la carga eléctrica que interviene en las reacciones electroquímicas que tienen lugar durante su funcionamiento, manteniendo una diferencia de potencial aproximadamente constante entre sus dos terminales de conexión externos.

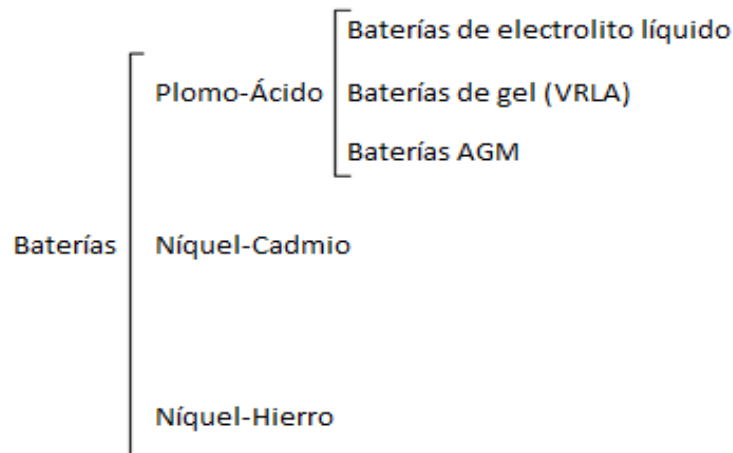
La celda electroquímica es el dispositivo básico de acumulación de electricidad, y está constituida por:

- Dos electrodos, formados por un material activo que interviene en las reacciones electroquímicas y entre los que se establece una diferencia de potencial capaz de generar corriente eléctrica a través de un circuito externo.
- El electrolito, una sustancia acuosa que sirve como medio conductor de la corriente eléctrica entre ambos electrodos y actúa también en algunos casos como elemento que reacciona.



Los acumuladores electroquímicos contienen varias celdas unidas de forma conveniente para conseguir una diferencia de potencial y una capacidad de acumulación adecuadas para su uso práctico.

La figura 8 muestra la clasificación de los distintos tipos más representativos de baterías en función de material activo.



*Figura 11: Clasificación de las baterías en función del material. Fuente propia*

De acuerdo a la clasificación de la figura 8, cabe señalar que en torno al 90 por ciento de las baterías utilizadas en sistemas de generación aislada, son del tipo plomo-ácido.

En las baterías de plomo-ácido, los electrodos, también denominado placas, suelen estar formados por plomo al que se le añaden pequeñas cantidades de antimonio o calcio. Las placas sirven además de soporte para el material activo de las celdas, consistente en óxido de plomo en la placa positiva y plomo en la negativa. El electrolito consiste en una disolución acuosa de ácido sulfúrico que además de servir como medio conductor de la electricidad, interviene activamente en las reacciones químicas de la celda.

En el dimensionado de las baterías hay que tener en cuenta varios conceptos relevantes antes de seleccionar el sistema de acumulación final. Los parámetros más relevantes a tener en cuenta en el dimensionado de un sistema de acumulación son:

- Capacidad: Medida del poder de la batería para almacenar o suministrar energía eléctrica. La asociación de células en paralelo aumenta la capacidad del sistema de acumulación.
- Profundidad de descarga: Se define como el porcentaje de capacidad que se ha extraído de la batería en comparación con la capacidad a plena carga.
- Intervalo de autonomía: Tiempo de duración estimado para el sistema de acumulación.
- Autodescarga: Pérdida de capacidad de una batería. Ocurre normalmente cuando está en circuito abierto.

- Ciclo de la batería: Proceso de carga y descarga de una batería. Afecta directamente a la vida útil de la misma y es función de la profundidad de descarga máxima del sistema.
- Tensión de la batería: es la tensión de la célula, existen desde 2V a 12V en función de la forma constructiva de la batería. La asociación de células en serie aumenta la tensión del sistema de acumulación.

En la memoria de cálculo, concretamente en el apartado 3.11.2 se puede ver cómo afectan estos parámetros al dimensionado de la instalación.

El sistema de acumulación del proyecto está formado por 16 baterías monoblock cuyas características se encuentran en el Anexo I y la capacidad y distribución en serie y paralelo del sistema en el punto 3.12.2.2 de la memoria de cálculo. la instalación aislada se ha dimensionado para que el sistema de acumulación nunca se descargue totalmente.

### **3.9.3 Inversores.**

Un inversor es un circuito utilizado para convertir la corriente continua procedente de los generadores o del sistema de acumulación en corriente alterna consumida por la vivienda. La función del inversor es cambiar el voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna con la magnitud y frecuencia deseada.

Un inversor debe cumplir las siguientes funciones: invertir la corriente continua en alterna, modular la onda alterna de salida y regular el valor eficaz de la tensión de salida. Existen inversores monofásicos y trifásicos a 50Hz (frecuencia de la red en España y por tanto de la vivienda). Estos inversores presentan una amplia gama de potencias disponibles con diferentes voltajes nominales de entrada.

El parámetro principal de un inversor es su eficiencia. Una buena eficiencia se consigue con una potencia demandada en un rango amplio y con un bajo consumo en vacío.

Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador fotovoltaico deben seguir el punto de máxima potencia. Para ello, se utiliza un interruptor electrónico, o chopper, llamado seguidor del punto de potencia máxima (MPPT). El sistema MPPT identifica el punto de potencia máxima de la curva característica de generador. Este sistema asegura que siempre haya un máximo de transferencia de energía entre el generador FV y la carga.

Se utilizan este tipo de inversores MPPT dado el tipo de instalación aislada que se ha proyectado, que se encuentra detallado en el esquema unifilar en el capítulo referente a los planos. Los inversores que forman la instalación están definidos en la memoria de cálculo.

Los inversores utilizados en este proyecto son fabricados por SMA y sus características técnicas se encuentran en el Anexo I

### **3.9.4 Gestor de energía.**

Se trata de un inversor de aislada de batería modular que permite la conexión de varios tipos de sistemas de generación (instalaciones fotovoltaicas, eólicas; grupos de generación de

corriente, plantas de cogeneración, pequeñas centrales hidroeléctricas) al lado de la corriente alterna.

La gestión de batería, del generador, de la energía y de la carga se complementan entre sí para proporcionar una gestión completa del sistema. Mientras que el consumo se pueda cubrir a partir de los generadores de energía, la única función del gestor será la de recargar las baterías con el excedente de energía generado. Llegado el caso en el que el consumo supere la energía generada, el gestor cubrirá el exceso de demanda a partir de las baterías, controlando el consumo de éstas.

Para permitir el funcionamiento en paralelo de las fuentes de energía acopladas a CA sin necesidad de comunicación, se utiliza un método que utiliza estadísticas de la potencia activa y reactiva como base para la coordinación del rendimiento de los diferentes convertidores de corriente conectados. Para alcanzar un flujo de potencia óptimo se influye de forma especial en los parámetros de tensión y frecuencia de la red. Esta información se encuentra detallada en el manual del producto realizado por SMA, cuya referencia se encuentra en la bibliografía de este proyecto. Para una información detallada de los parámetros de funcionamiento se debe consultar el Anexo I

### **3.9.5 Regulador eólico.**

También conocido como rectificador, se trata de un dispositivo que convierte tensión alterna en tensión continua. Se utiliza como parte del sistema de velocidad variable de la turbina eólica.

Su función es la de convertir la señal alterna trifásica proveniente del aerogenerador en una señal monofásica continua.

Tal y como se observa en el esquema unifilar en el capítulo de planos, el regulador eólico, de SMA, cuya ficha técnica se encuentra en el Anexo I, incluye asimismo la protección frente a sobretensiones a la que se conecta la resistencia de carga del aerogenerador.

### **3.9.6 Línea eléctrica.**

La línea eléctrica estará formada por los distintos conductores cuya función es unir los diferentes equipos eléctricos de la instalación para que interactúen.

Los cables utilizados en este tipo de instalación son de baja tensión, 0.6/1kV con conductor de cobre.

Para la conexión de los distintos equipos y protecciones de la línea eléctrica se ha realizado un esquema unifilar en el que se detalla la conexión del sistema y la línea eléctrica a utilizar.

En el Anexo I se puede encontrar información relativa a los distintos cables que forman la línea. De igual modo, en la memoria de cálculo se detallan las distintas secciones de cable utilizadas.

### **3.9.6.1 Línea eléctrica de interconexión entre módulos.**

La línea eléctrica de interconexión entre los módulos fotovoltaicos debe presentar características de alta seguridad ya que las temperaturas que se alcanzan en los generadores son elevadas. El tipo de conductores utilizado para la unión de módulos se denominan solares, y han sido especialmente concebidos para este fin. Se caracterizan por su estabilidad frente a los rayos UV y a los agentes atmosféricos en un amplio rango de temperaturas.

Para garantizar una situación de la puesta a tierra segura y evitar un cortocircuito se deben utilizar conductores unipolares, de doble aislamiento.

Existen cables solares de alta seguridad con un rango de secciones amplio. La sección a utilizar vendrá definida por las consignas de los fabricantes de módulos.

Los conductores están disponibles en varios colores con lo que permiten una sencilla visualización de la disposición en el generador.

### **3.9.6.2 Línea eléctrica del aerogenerador.**

Esta línea une la salida del aerogenerador con el regulador eólico. Se trata de una línea trifásica de corriente alterna.

Dado que el aerogenerador se encuentra a la intemperie, se utilizarán cables de alta seguridad protegidos contra los distintos fenómenos atmosféricos. Estos cables presentarán protecciones similares a los cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos.

Los cables serán multipolares, esto es, presentarán más de una fase, y la sección de los mismos será función de las indicaciones del fabricante del aerogenerador.

Parte de esta línea se encontrará enterrada en canaletas como medida de protección frente al contacto directo.

### **3.9.6.3 Línea principal de corriente continua**

Esta línea, de corriente monofásica continua, estará formada por la unión entre el regulador eólico y el inversor eólico, las baterías y el gestor de energía y el string formado por la unión en serie de los módulos fotovoltaicos y el inversor.

La unión del string con el inversor, al estar a la intemperie, se realizará con cables de alta seguridad para asegurar la protección de los equipos y las personas. Esta línea será subterránea, para evitar el contacto directo de las personas con los cables. El resto de uniones, al encontrarse en el interior, se realizarán con cables de distribución para instalaciones interiores.

### **3.9.6.4 Línea de corriente alterna.**

Esta línea une la salida de los distintos inversores con la caja de protecciones de la vivienda.

Al tratarse de inversores monofásicos, la línea a utilizar estará formada por cables unipolares.

### 3.9.7 Protecciones.

Las protecciones tienen la misión de proteger a las personas, equipos y la línea eléctrica contra los distintos fenómenos que se pueden generar a lo largo de la instalación. Estos fenómenos, descritos en temas posteriores, son: Sobreintensidades, sobretensiones y contactos directos e indirectos.

Además de las protecciones que presentan los propios equipos que se instalan, es necesario instalar dispositivos adicionales de protección que aseguren la instalación.

La descripción teórica de los distintos fenómenos descritos se encuentra detallada en el apartado 3.11.4 de la memoria de cálculo. El dimensionado de las distintas protecciones se encuentra en el apartado 3.12.3.6 de la memoria de cálculo.

La disposición de los distintos elementos de protección se puede consultar en el esquema unifilar del capítulo de planos mientras que en el Anexo I se encuentran las distintas Hojas de datos de las protecciones.

Los dispositivos utilizados para la protección son:

#### Interruptores automáticos.

Equipo utilizado para establecer e interrumpir circuitos eléctricos. Se caracterizan por desconectarse de forma autónoma pero no se pueden volver a conectar de forma automática, sino que precisan de una fuerza exterior que los conecte. Protege frente a sobreintensidades, cortocircuitos, sobretensiones y descargas eléctricas en personas.

#### Interruptores magneto-térmicos.

Son protecciones contra intensidades que reaccionan de forma térmica cuando existen sobreintensidades ligeramente superiores a la nominal y de forma magnética cuando la sobreintensidad es alta.

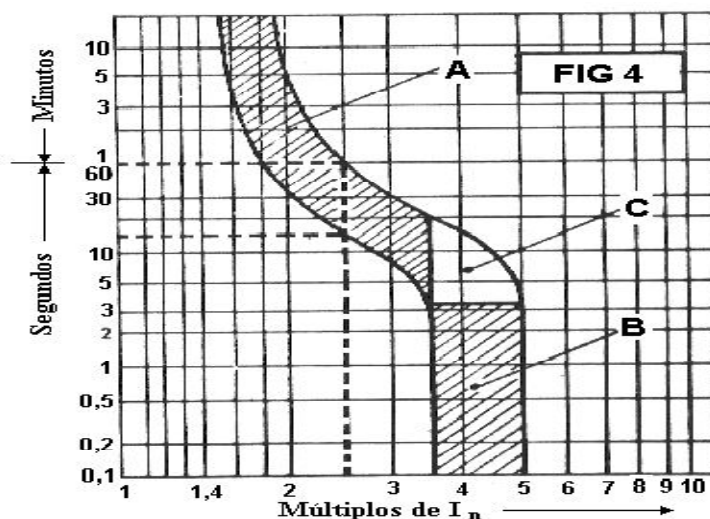


Figura 12: Curva de característica de un interruptor magneto-térmico. Fuente na.

La figura 12 muestra la curva característica de un interruptor magneto-térmico. En ella, se diferencia una zona térmica (zona A), una zona magnética (zona B) y una zona donde el disparo se puede producir por cualquiera de los dos efectos (zona C).

#### Fusibles.

Son dispositivos de protección que se basan en la fusión por el efecto Joule de un hilo o lamina intercalada en la línea como punto débil.

Los Fusibles de empleo general se utilizan en la protección de líneas, estando diseñada su curva intensidad-tiempo para una respuesta lenta en las sobrecargas y rápida en los cortocircuitos.

Los parámetros que definen las características del fusible son su intensidad nominal, que es la intensidad de funcionamiento para la que ha sido diseñado, y el poder de corte, que es la intensidad de cortocircuito máxima capaz de ser interrumpida por el fusible.

#### Interruptores diferenciales.

Son interruptores automáticos que evitan el paso de corriente peligrosa para el cuerpo humano. Los efectos de la corriente sobre el cuerpo humano dependen de la intensidad y la duración.

La figura 13 muestra una curva característica de un dispositivo diferencial. Como se observa, las variables de las que depende la curva son la intensidad y la duración. En la zona A, los efectos que produce la corriente sobre el cuerpo humano son inofensivos, en la zona B, los efectos pueden provocar daños mientras que en la zona C pueden llegar a ser mortales.

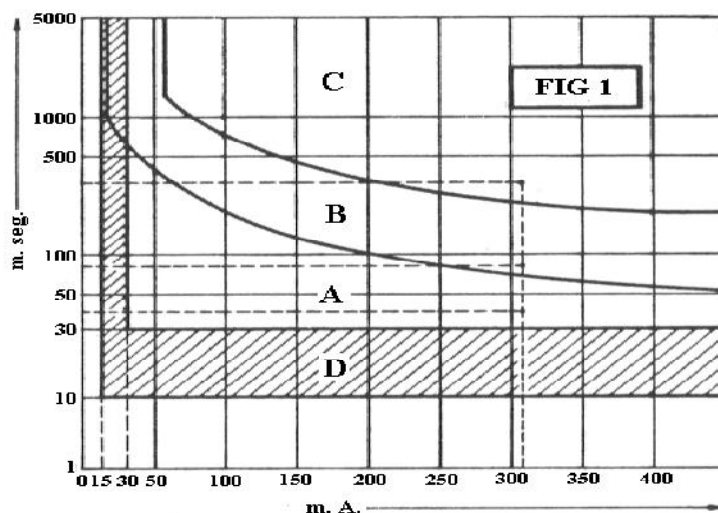


Figura 13: Curva de característica de un interruptor diferencia. Fuente na.

El principio de funcionamiento de estos dispositivos se basa en que la suma de intensidades en circuitos bifásicos o trifásicos es igual a cero cuando no existen fugas. Cuando por algún motivo esta suma es distinta de cero, el dispositivo salta.

### Descargadores.

También denominados varistores, proporcionan una protección fiable contra las sobretensiones derivadas de los transitorios de alto voltaje que pueden ser producidos, por ejemplo, por rayos. Su misión es derivar a tierra el exceso de tensión que tras una descarga pueda circular por la línea.

### Diodos de paso.

Se trata de un elemento de protección para los módulos fotovoltaicos conectados en serie, con el fin de evitar los problemas que puede ocasionar una iluminación no uniforme, lo que provoca que una parte del generador no funcione en las mismas condiciones que el resto. Estas protecciones suelen encontrarse ya incluidas en las cajas de conexión de los módulos.

### Resistencia de carga.

La resistencia de carga es un elemento indispensable para el funcionamiento de la protección contra sobretensiones del aerogenerador. La resistencia de carga sirve como carga adicional de la pequeña turbina eólica y convierte el exceso de energía creada por ésta en calor.

### Toma a tierra.

Es la unión eléctrica de un conductor con la masa terrestre. Esta unión se lleva a cabo mediante electrodos enterrados. Los electrodos para aplicaciones de baja tensión suelen tener formas variadas, aunque los más utilizados tienen forma de barra o de placa.

### Caja de protecciones.

En ella se integran los distintos interruptores de protección que formen la instalación. Debe presentar un grado de protección alto, como el grado de protección IP66, el más alto, que presenta protección contra humedades. Además el aislamiento recomendado es de clase II para evitar problemas por contacto indirecto.

## **3.9.8 Estructuras.**

Las estructuras componen el medio de sujeción de los distintos generadores a la superficie en la que se sitúan. Los cálculos de las estructuras para soportar los esfuerzos a los que se encuentran sometidos así como el cálculo de la base de la torre del aerogenerador se llevan a cabo por la empresa encargada de la instalación de los equipos.

### **3.9.8.1 Estructuras fotovoltaicas.**

La función de las estructuras fotovoltaicas es la de servir de apoyo a los distintos módulos fotovoltaicos que conforman el generador. Además de esta función, la estructura también debe asegurar la correcta orientación e inclinación de los módulos para el aprovechamiento óptimo de la radiación solar.

La estructura debe asegurar el correcto funcionamiento bajo las distintas cargas estáticas a las que esté sometida. Para ello se debe llevar a cabo un cálculo estático según la normativa

vigente y específica del país. Como medida alternativa se puede hacer uso de las recomendaciones de los fabricantes de módulos para seleccionar la estructura adecuada.

Suelen presentar perfiles de varios tipos y estar fabricados en aluminio. La tornillería exterior debe ser de acero inoxidable dado que se encuentra a la intemperie.

#### **3.9.8.2 Torre del aerogenerador.**

La función de la torre del aerogenerador es la de sustentar a éste a una altura elevada. La razón para la elevación del molino es un mejor aprovechamiento del recurso eólico ya que a alturas elevadas, el flujo del viento es laminar, en comparación con los flujos turbulentos que se dan en la superficie. Además, la velocidad del viento es mayor a alturas elevadas que en la superficie.

Las torres de los molinos eólicos de baja potencia pueden ser basculantes o en celosía. La elección de una u otra torre será función de las velocidades del viento de la zona ya que las torres en celosía presentan una menor resistencia que las torres basculantes. La principal ventaja de las torres de celosía frente a las basculantes es el factor económico, puesto que son más rentables que estas últimas. Dada la velocidad del viento pequeña en la región en la que se va a instalar el aerogenerador, se ha considerado que la torre en celosía es la mejor solución para sustentar el aerogenerador.

Son fabricadas utilizando perfiles de acero soldados. Deben presentar un comportamiento mecánico elevado frente a las cargas por flexión que pueda ejercer el viento sobre ellas. Además, el acero debe presentar propiedades adecuadas para su correcto comportamiento a la intemperie.

#### **3.9.9 Selección de equipos.**

Una vez descritos los distintos equipos que van a formar la instalación, a continuación, la tabla 7 recoge los equipos a partir de los cuales se diseña la instalación. En el Anexo I se encuentran las hojas de datos de estos componentes. Así mismo, con la recepción de los equipos se dispondrá del resto de la documentación necesaria para llevar a cabo la correcta instalación de los distintos equipos.



Tabla 7: Equipos de la instalación. Fuente propia.

Equipos de la instalación	
Fabricante	Modelo
Módulos fotovoltaicos	
Bosch	Solar Module c-Si M 48 EU40123
Aerogenerador	
Enair	Enair 30
Baterías	
BAE	Secura Block Solar 12V 3PVS210
Inversor Solar	
SMA	Sunny Boy 1600TL
Inversor Eólico	
SMA	Windy Boy 1700
Gestor de Energía	
SMA	Sunny Island 6.0H
Regulador eólico	
SMA	Windy Boy Protection Box 400

La tabla 8 muestra los distintos conductores utilizados en cada tramo de línea eléctrica.

Tabla 8: línea eléctrica. Fuente propia.

Línea eléctrica	
Fabricante	Modelo
Interconexión de módulos FV	
Prysmian	Tecsun (FV)(AS)
Conexión String-Inversor Solar	
Prysmian	Tecsun (FV)(AS)
Conexión Baterías-Gestor	
Prysmian	Afumex 1000 V (AS)
Conexión Regulador-Inversor eólico	
Prysmian	Afumex 1000 V (AS)
Conexión Molino-Regulador	
Prysmian	Afumex 1000 V (AS)
Conexión Regulador-Resistencia de carga	
Prysmian	Afumex 1000 V (AS)
Conexión Inversores-Vivienda	
Prysmian	Afumex 1000 V (AS)

La tabla 9 muestra las protecciones utilizadas en la instalación.

Tabla 9: protecciones. Fuente propia.

Protecciones	
Fabricante	Modelo
Puesta a tierra	
Varios	Sistema puesta a tierra
Protección instalación FV	
ABB	Cuadro de campo Serie Europa 1 String
Protección instalación eólica	
SMA	Windy Boy Protection Box
SMA	Resistencia de carga
Protección de baterías	
SMA	Caja Batfuse + fusible 160 A
Protección de línea alterna	
ABB	Diferencial F202 AC-40/0.03
ABB	Interruptor S 202-B.



## **SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE**

Municipio de Molina de Aragón.

Memoria de cálculo.

Autor: Carlos González Álvarez.  
Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz.

Fecha: Septiembre de 2013.

### **3.10 Estudio de consumo.**

Tener un conocimiento detallado de las necesidades diarias de energía eléctrica es la principal misión a la hora de dimensionar una instalación de microgeneración, ya que dicha instalación se basará en los datos extraídos del consumo energético de la vivienda.

En el caso de una vivienda que cuente con un contador, como por ejemplo una vivienda conectada a red, capaz de medir la energía que consume el hogar, la obtención del consumo de la misma es empírica, ya que el consumo se obtiene a partir de mediciones.

Este hecho constituye que el dimensionado de un sistema de microgeneración que cubra de forma parcial o total la demanda energética del hogar se pueda llevar a cabo de forma precisa, al basarse en los datos obtenidos.

Si, por el contrario, la instalación de microgeneración se quiere llevar a cabo en una vivienda en la cual no existe la posibilidad de obtener datos acerca del consumo medidos de forma directa, es necesario llevar a cabo un estudio de consumo en el que el propietario de la vivienda debe definir detalladamente los usos y consumos de todos los equipos eléctricos que se encuentran en su hogar con el fin de obtener un perfil de consumo que permita dimensionar la instalación.

#### **3.10.1 Consumo de una vivienda aislada.**

##### **3.10.1.1 Definición de los perfiles temporales de consumo.**

La vivienda en la que se va a llevar a cabo la instalación no dispone de un dispositivo de medición de consumo, por lo que no se pueden obtener datos de éste. Para obtener un consumo típico del hogar se llevará a cabo una entrevista personal con el propietario con el fin de definir el marco de consumo en el que se encuentra la vivienda.

En primer lugar, se obtiene información acerca del carácter de la vivienda, esto es, si se trata de una primera vivienda, o, por el contrario, si se trata de una vivienda de uso secundario.

En el proyecto que acontece el carácter de la vivienda es vacacional. Esto define el uso que se le va a dar a la misma y sirve para enmarcar en el tiempo los distintos perfiles de consumo para los cuales se realizará el estudio.

Dado el carácter vacacional de la vivienda, es interesante definir tres periodos de uso de la misma. Estos periodos se definen en función de los distintos consumos que habrá en el hogar y la estación en la que se enmarcan. Esta última limitación se debe a la variación de consumo en función de las horas de sol de un día tipo para distintas estaciones. En el estudio de consumo no se tiene en cuenta la repercusión de la instalación eólica a la hora de estudiar los distintos periodos ya que no se pueden enmarcar temporalmente épocas de vientos en las cuales exista o no.

Los periodos a estudiar son:

- Día laborable en invierno: Este día se define por un consumo y una radiación solar baja.

- Día no laborable en invierno: Este día se define por un consumo elevado y una radiación solar baja.
- Día vacacional en verano: Este día se define por un consumo elevado y una radiación solar alta.

### 3.10.1.2 Definición del consumo por usos.

Una vez enmarcados los periodos de estudio del consumo, se procede a definir las distintas cargas que van a consumir electricidad en la vivienda. Para ello se obtiene información del propietario acerca de los distintos equipos que se encuentran en el hogar.

#### Consumo por equipos eléctricos.

En primer lugar se obtiene información acerca de los distintos electrodomésticos que se encuentran en la vivienda.

Dado el carácter vacacional, la vivienda cuenta con los principales equipos eléctricos. Estos equipos presentan el rendimiento energético más elevado, cuya denominación comercial es A+++ con el fin de que el consumo eléctrico sea el menor posible. La tabla muestra los equipos eléctricos instalados y su consumo (el consumo ha sido obtenido a partir de las fichas técnicas del fabricante de los electrodomésticos).

Tabla 10: Consumo equipos eléctricos. Fuente propia

Equipos eléctricos instalados	
Equipo	Consumo
Frigorífico combinado	159kWh/año
Lavadora	0.82kWh/lavado
Lavavajillas	0.75kWh/lavado
Microondas	1220Wh
Televisión	230Wh
Alarma	160Wh/día

Como se puede observar en la tabla, los consumos obtenidos de las diferentes fuentes de información carecen de homogeneidad, por lo que a continuación se obtendrán los valores de consumo diario:

- *Frigorífico.*

Según las pruebas estándar que ha realizado la marca que los comercializa, el consumo diario es de 159Wh/año, pudiendo este consumo variar en función del uso del frigorífico. A partir del consumo anual se obtiene el consumo diario:

$$C_{Frigorífico} = \frac{159kWh}{año} \cdot \frac{1 año}{365 días} \cdot \frac{1000Wh}{1kWh}$$

$$C_{Frigorífico} = 435Wh/día$$

- *Lavadora y lavavajillas.*

Dado el consumo presentado por el fabricante para una prueba tipo de lavado de ambos equipos, se obtienen unos consumos por lavado de:

$$C_{Lavadora} = \frac{0.82kWh}{lavado} \cdot \frac{1000Wh}{1kWh}$$

$$C_{Lavadora} = 820Wh/uso$$

$$C_{Lavavajillas} = \frac{0.75kWh}{lavado} \cdot \frac{1000Wh}{1kWh}$$

$$C_{Lavavajillas} = 750Wh/uso$$

Para obtener el consumo diario de los equipos habrá que atender a la información recibida por parte del propietario acerca de las veces que se utilizan.

- *Alarma.*

Según los datos obtenidos, se puede considerar un consumo medio por el uso de la alarma de aproximadamente 160Wh/día.

- *Microondas y televisor.*

Dado que la información de la que se dispone para estos equipos es la potencia que consumen en funcionamiento, el consumo diario dependerá del tiempo de uso de los mismos. Puesto que el consumo estará directamente relacionado con el periodo en el que se lleve a cabo el estudio, el consumo de ambos equipos se expondrá en cada uno de los distintos periodos. Para obtener el consumo diario de estos equipos se utilizará la siguiente expresión:

$$C_{diario} = P \cdot t$$

Donde

*P: Potencia de cada equipo.*

*t: Tiempo de uso de cada equipo.*

Además de los equipos instalados, a la hora de obtener el consumo final de la vivienda se tendrán en cuenta los consumos producidos por los equipos en Stand-by y por los pequeños electrodomésticos que se puedan conectar en el hogar de forma puntual, como por ejemplo cargadores de móviles.

#### Consumos por iluminación.

Otra parte importante a la hora de definir el consumo de un hogar es disponer de información detallada acerca de la iluminación. La información a obtener en este punto debe ser tanto la cantidad de puntos de luz de que dispone el hogar como la potencia de cada uno de estos puntos de luz.

La siguiente tabla muestra la información relativa acerca de la iluminación.

Tabla 11: Iluminación. Fuente propia.

Iluminación		
Estancia	Puntos de luz	Potencia de un punto[W]
Salón-Comedor	6	11
Cocina	2	9.5
Dormitorios	4	9.5
Baños	3	8
Otras dependencias	3	6

Las bombillas utilizadas por el propietario de la vivienda tienen tecnología LED. Esto reduce el consumo debido a iluminación de forma considerable, hecho que repercute de forma directa en el dimensionado de la instalación híbrida.

### 3.10.1.3 Cálculo del consumo de la vivienda.

Para obtener este consumo se obtendrá la información necesaria del propietario sobre su estilo de vida de cara a estimar un consumo lo más cercano a la realidad. En los distintos casos a estudiar se han tenido en cuenta las situaciones de consumo más desfavorables con el fin de poder dimensionar una instalación de microgeneración lo más fiable posible.

Dado el marco temporal definido anteriormente, se procederá a la obtención del consumo para cada una de las tres situaciones descritas:

- Cálculo para un día laborable de invierno.

Durante los días laborables de invierno, dado el carácter vacacional del hogar, éste se encontrará desocupado por lo que no existirá ningún consumo más allá de las cargas producidas por el frigorífico y la alarma al estar conectada.

La tabla siguiente muestra el consumo para un día laborable de invierno.

Tabla 12: Consumo día laboral de invierno. Fuente propia.

Consumo día laboral de invierno	
Equipo	Consumo diario [Wh/día]
Frigorífico	435
Alarma	160
Stand-by	100

El resto de equipos que se encuentran en la vivienda no consumen durante este tipo de días.

Por tanto el consumo total de un día tipo laboral en invierno es:

$$C_{L_{Invierno}} = 695Wh/día$$

- Cálculo de un día no laborable en invierno.

En días particulares en los que el propietario no trabaja y decide ocupar la vivienda, se hace necesario llevar a cabo otro cálculo de consumo ya que la ocupación de la vivienda provocará un incremento del consumo al usar los equipos que durante los periodos de tiempo en los que la vivienda se encuentra sin ocupación no se utilizan.

Según el propietario se hace el siguiente uso de los equipos:

- Lavadora y lavavajillas: 1 uso diario.
- Microondas: Tiempo de uso de aproximadamente 12 minutos.
- Televisión: Tiempo de uso de aproximadamente 6 horas.

Atendiendo a estos usos, la tabla 13 muestra el consumo diario de los equipos para un día tipo.

*Tabla 13: Consumo de equipos en un día no laboral de invierno. Fuente propia.*

<b>Consumo equipos día no laboral de invierno</b>	
Equipo	Consumo diario [Wh/día]
Frigorífico	435
Lavadora	820
Lavavajillas	750
Microondas	244
Televisión	1380
Alarma	60
Stand-by	50
Otros consumos	500

Dados los consumos descritos, el consumo diario total de la vivienda por los equipos instalados es:

$$C_{NL\_Invierno\_equipos} = 4239Wh/día$$

A continuación se define el consumo debido a la iluminación. Para ello, en primer lugar se recurre a una base de datos facilitada por el Ministerio de Fomento en el que se dan las horas de salida y puesta de Sol para cada día del año. Con ello se obtiene las horas de noche que habrá para el caso de estudio y permitirá realizar un análisis más concreto de las horas que la luz permanecerá encendida.

A partir de la base de datos descrita, se obtiene los datos de salida y puesta de Sol:

*Tabla 14: Datos horario de salida y puesta del Sol para Invierno. Fuente propia.*

<b>Datos horario de salida y puesta del Sol para Invierno</b>	
Salida	Puesta
8:20	17:46



Los datos expuestos pertenecen a la localidad de Albacete dado que presenta una longitud geográfica similar a la de la localidad de la vivienda y no se puede disponer de los datos de la misma.

Dado el carácter de la vivienda, el propietario de la misma no utiliza la luz del hogar por las mañanas ya que se despierta una vez ha amanecido. Sin embargo, desde que anochece hasta la hora en la que el propietario se acuesta hay aproximadamente 7 horas en las que éste puede hacer uso de los distintos puntos de luz de la vivienda.

De acuerdo a estos datos se han estimado los consumos de iluminación de cada una de las estancias tal y como describe la tabla 15.

*Tabla 15: Consumo iluminación día no laborable de invierno. Fuente propia.*

<b>Consumo iluminación día no laborable de invierno</b>			
Estancia	Potencia instalada [W]	Horas de uso	Consumo[Wh/día]
Salón-Comedor	66	5	330
Cocina	19	1	19
Dormitorios	38	2	76
Baños	24	0.5	12
Otras dependencias	18	0.5	9
<b>Consumo Total</b>			<b>446 Wh/día</b>

Por tanto el Consumo total de la vivienda en un día no laboral de invierno es de:

$$C_{Total} = 4685Wh/día$$

- Calculo de un día vacacional en verano.

A continuación se realiza el estudio para un día de verano en el que el propietario de la vivienda se encuentre en periodo vacacional. El consumo en este día estará caracterizado por un menor uso de la iluminación así como de los equipos de ocio ya que dado que se encuentra en un periodo con un clima más caluroso, el tiempo que el propietario utilizará el interior de la vivienda será menor que para un día de invierno.

Según el propietario se hace el siguiente uso de los equipos.

- Lavadora y lavavajillas: 1 uso diario.
- Microondas: Tiempo de uso de aproximadamente 12 minutos.
- Televisión: Tiempo de uso de aproximadamente 4 horas.

Atendiendo a estos usos, la tabla muestra el consumo diario de los equipos para un día tipo.

Tabla 16: Consumo de equipos en un día vacacional de verano. Fuente propia

Consumo equipos día vacacional de verano	
Equipo	Consumo diario [Wh/día]
Frigorífico	435
Lavadora	820
Lavavajillas	750
Microondas	244
Televisión	920
Alarma	50
Stand-by	70
Otros consumos	500

Dados los consumos descritos, el consumo diario total de la vivienda por los equipos instalados es:

$$C_{\text{Verano\_equipos}} = 3789 \text{ Wh/día}$$

A continuación se define el consumo debido a la iluminación. Para ello se vuelve a recurrir a la base de datos de salida y puesta del sol del Ministerio de Fomento.

Tabla 17: Datos horario de salida y puesta del Sol para Verano. Fuente propia.

Datos horario de salida y puesta del Sol para Verano	
Salida	Puesta
7:30	20:48

Al igual que en el caso anterior se utilizaron datos relativos a Albacete al tener una longitud geográfica similar a la localización de la vivienda.

Basándose en los datos del número de horas de sol se procede a realizar un cálculo aproximado del consumo derivado de la iluminación, el cual se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 18: Consumo iluminación día vacacional de verano. Fuente propia.

Consumo iluminación día vacacional de Verano			
Estancia	Potencia instalada [W]	Horas de uso	Consumo[Wh/día]
Salón-Comedor	66	3	198
Cocina	19	1	19
Dormitorios	38	1.5	57
Baños	24	0.5	12
Otras dependencias	18	0.5	9
<b>Consumo Total</b>			<b>295 Wh/día</b>

Por tanto el Consumo total de la vivienda en un día vacacional de verano es de:

$$C_{\text{Total}} = 4084 \text{ Wh/día}$$

### 3.10.1.4 Curvas de carga de la vivienda.

Paralelamente al cálculo del consumo del hogar para los distintos casos expuestos, se realiza para cada uno de ellos una representación de la distribución horaria del consumo.

Para ello, en primer lugar, es necesario definir las potencias nominales que los equipos consumen. El conocimiento de las potencias pico de los equipos es imprescindible a la hora de dimensionar el inversor de la instalación aislada ya que este tiene que ser capaz de alimentar a la vivienda con una potencia suficiente para cubrir la demanda de la misma.

La potencia de los equipos viene dada en la siguiente tabla:

Tabla 19: Potencia de los equipos de la vivienda. Fuente propia

Potencia de los equipos de la vivienda	
Equipo	Potencia [W]
Frigorífico	160
Lavadora	2300
Lavavajillas	2300
Microondas	1200

La siguiente gráfica muestra el consumo de cada uno de los casos estudiados.

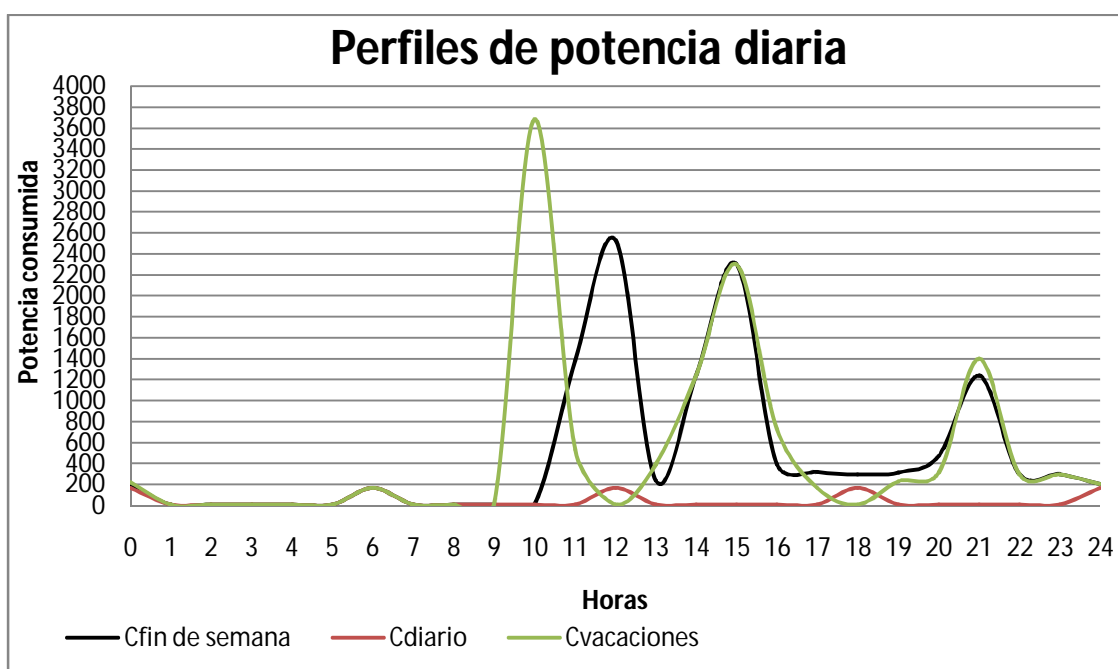


Figura 14: Perfiles de potencia diaria. Fuente propia.

A continuación se procede a una explicación de los distintos perfiles.

- Perfil día laboral invierno.

En este tipo de días, se puede observar como los únicos picos de potencia vienen dados por la puesta en marcha del frigorífico.

- Consumo día no laboral en invierno.

Como se puede observar, la potencia que se consume se da entre las 10 de la mañana y las 12 de la noche. Se pueden ver distintos picos de potencia que coinciden con el funcionamiento de los distintos equipos. Así, por ejemplo, se observa un consumo de potencia de unos 2500 vatios a las 12 de la mañana que coinciden con el funcionamiento de la lavadora. Otro pico se distingue a las 3 de la tarde, este dado por el consumo del lavavajillas.

- Perfil día vacacional verano.

De acuerdo a la gráfica se observan distintos picos de consumo. El momento de máximo consumo corresponde a las 10 de la mañana, en el que se ha supuesto el uso del microondas y la lavadora, además de otros equipos de menor consumo, por lo que la potencia que consume la vivienda en esos momentos corresponde a 3700 vatios aproximadamente.

### **3.10.2 Conclusiones.**

Tras llevar a cabo un estudio acerca del consumo se es capaz de poder dimensionar una instalación de microgeneración con garantías de fiabilidad. Los datos recogidos en este estudio se han basado en la guía de consumo INDEL, trasladándolos a un uso de la vivienda de carácter vacacional.

Para el dimensionado de la instalación se atenderán a dos limitaciones:

En primer lugar, para el dimensionado de las baterías y los sistemas de generación se atenderá al consumo diario de la vivienda, para que la instalación de generación sea capaz de satisfacer la demanda energética diaria.

En segundo lugar, se atenderá a la potencia máxima que tiene que ser capaz de entregar el sistema a la hora de dimensionar el inversor de la parte aislada de la instalación.

## **3.11 Dimensionado teórico de la instalación.**

### **3.11.1 Elección del sistema.**

El sistema a instalar estará formado por un conjunto híbrido fotovoltaico y eólico con un sistema de acumulación. La tensión de la instalación, monofásica alterna, será de 230V y la frecuencia de 50Hz. Se seleccionan estos valores ya que son los mismos que los de una vivienda del territorio español conectada a la red eléctrica.

### **3.11.2 Cálculo del sistema de acumulación.**

Para la realización del dimensionado del sistema de acumulación, se debe definir el periodo en el que se va a llevar a cabo el mismo. Para la instalación que se va a realizar se ha decidido dimensionar el sistema de acumulación para el día de consumo más desfavorable, esto es, un día no laboral de invierno en el que la vivienda se encuentre ocupada. Dimensionando el sistema de acumulación para esta situación, se asegura que éste cumpla con las exigencias de

los equipos durante el periodo definido. Se enmarca en esta situación para asegurar la existencia de energía aun cuando los sistemas de generación no sean capaces de aportar la demanda diaria.

Además, se debe dimensionar el sistema de acumulación para un periodo de tiempo. Basándose en el tipo de uso de la vivienda, de carácter vacacional, se ha seleccionado un periodo de tiempo de 4 días. Con ello, puesto que el sistema se diseña para cubrir la demanda eléctrica de un día de consumo más desfavorable tipo , se previene para que el sistema de acumulación pueda asegurar el suministro de energía durante 4 días. Se han seleccionado este tiempo ya que el periodo máximo que el cliente ha confirmado que permanece en la vivienda durante el periodo invernal es de 3 días.

El primer paso consiste en calcular la potencia necesaria que se debe instalar en el sistema. Ésta corresponderá al consumo de la vivienda corregido, teniendo en cuenta el rendimiento de la instalación de acumulación. Por ello, la potencia se obtiene como:

$$E_A = \frac{E_T}{R_A} \quad [1]$$

Donde:

$E_A$ : Potencia del sistema de acumulación.

$E_T$ : Potencia consumida.

$R_A$ : Rendimiento del sistema de acumulación.

A su vez, el rendimiento se calcula como:

$$R_A = (1 - k_b - k_c - k_v - k_a) \quad [2]$$

Donde:

$k_b$ : Coeficiente de pérdidas por rendimiento de las baterías.

$k_c$ : Coeficiente de pérdidas por rendimiento del inversor.

$k_v$ : Coeficiente de pérdidas varias.

$k_a$ : Coeficiente de pérdidas por autodescarga diaria de las baterías.

A continuación se definen los coeficientes de pérdidas:

- Coeficiente de pérdidas por el rendimiento de las baterías,  $k_b$ . Este coeficiente indica la fracción de consumo que la batería no devuelve con respecto a la absorbida de los generadores, es decir, la que entra en la batería.

Estas pérdidas se deben a que durante los procesos químicos que tiene lugar en la batería siempre existe una pequeña producción de calor.

A falta de datos concretos, se estima un valor de este coeficiente igual a 0.05, basado en valores experimentales, para servicios en condiciones que no demanden descargas intensas.

- *Coeficiente de autodescarga,  $k_a$* . Representa la fracción de energía de la batería que se pierde diariamente por autodescarga. Este dato debe ser facilitado por el fabricante de las baterías para un periodo de tres, seis o doce meses, con lo que al dividir este valor por el número de días del periodo correspondiente se obtiene el valor del coeficiente.

Hay que tener en cuenta que la autodescarga depende, entre otros factores, de la temperatura, aumentando al incrementarse esta. Por ello, se deberá corregir el valor estándar que facilite el fabricante, referidos a una temperatura media de 20-25 grados, por el valor medio de temperatura de la zona de la instalación si este difiere de los valores señalados.

- *Coeficiente de pérdidas por rendimiento del inversor,  $k_c$* . Este coeficiente viene dado por el rendimiento del inversor, dato que debe facilitar el fabricante.
- *Coeficiente de pérdidas varias,  $k_v$* : Este coeficiente agrupa cualquier otra pérdida no contemplada en los coeficientes anteriores. Todo equipo interconectado, así como los cables conductores de la línea eléctrica de la instalación, desprenden energía, que se convierte en calor no deseable. Esto hace que la potencia real consumida siempre sea mayor que la calculada a partir de la potencia nominal o teórica que figura en las especificaciones técnicas de los distintos equipos. Dada la dificultad de obtener de forma teórica este valor, se considera una aproximación válida, basándose en datos experimentales de instalaciones, un valor de 0.1.

Tras definir cada uno de los coeficientes de pérdidas se obtiene la potencia del sistema de acumulación de la instalación a partir de la ecuación [1]

Una vez obtenida la potencia que se debe instalar se procede al cálculo de la capacidad de las baterías en el que se tendrá en cuenta, tanto la autonomía, como la profundidad de descarga de la misma, entendiendo esta última como el porcentaje de capacidad que se ha extraído de la batería en comparación con la capacidad a plena carga, tal y como se expuso en la descripción de los equipos de la memoria descriptiva.

El fabricante de las baterías, suministra un valor de profundidad de descarga nominal para el cual han obtenido la vida útil de las baterías. Sin embargo, esta profundidad de descarga es sólo orientativa ya que el valor de la profundidad de descarga seleccionada dependerá del técnico encargado de dimensionar el sistema, teniendo esta elección un impacto directo en la vida de las baterías, esto es, si la profundidad de descarga seleccionada es menor, el sistema tendrá una vida útil mayor, mientras que si la profundidad de descarga es mayor, la vida útil del sistema disminuirá. De acuerdo a esto, se obtiene la capacidad del sistema como:

$$C = \frac{E_A \cdot N}{P_d} \quad [3]$$

Donde:

$C$ : Capacidad nominal.

$E_A$ : Potencia del sistema de acumulación.

*N*: Número de días de autonomía de la instalación.

*P<sub>d</sub>*: Profundidad de descarga.

Por último, se calcula la capacidad en Amperios hora Ah, la unidad de medida de la capacidad de las baterías:

$$C'[Ah] = \frac{C'[Wh]}{V_{ns}} \quad [4]$$

Donde:

*C'[Ah]*: Capacidad nominal en Ah.

*C'[Wh]*: Capacidad nominal en Wh.

*V<sub>ns</sub>*: Tensión del sistema de baterías.

La tensión del sistema de baterías depende de las propias baterías y la tensión de estas. Existen desde celdas con tensiones de 2V hasta baterías monoblock de 12V de tensión. Las tensiones nominales más comunes de un sistema de acumulación son de: 2V, 6V, 12V, 24V, 48V y 120V. Por tanto, la disposición de las baterías definirá la tensión del sistema.

Para este proyecto se ha seleccionado una tensión del sistema de acumulación de 48V. Esta elección se ha llevado a cabo ya que tensiones más altas reducen la intensidad, con lo que se reduce la sección del conductor y el calor que se produce en éste. Este hecho, provoca que en el sistema haya menos pérdidas y con ello sea más eficiente.

### **3.11.2.1 Distribución de las baterías.**

A continuación se establece la distribución de las baterías para cubrir tanto la capacidad del sistema como la tensión de entrada a la que se dimensiona el inversor.

#### Número de baterías en serie.

El número de baterías que se conecten en serie establece la tensión del sistema de acumulación. Definida la tensión del sistema, el número de baterías en serie se obtiene de la siguiente expresión:

$$b_s = \frac{V_{ns}}{V_{nb}} \quad [5]$$

Donde

*b<sub>s</sub>*: número de baterías en serie.

*V<sub>ns</sub>*: Tensión del sistema de baterías.

*V<sub>nb</sub>*: Tensión de la batería.

#### Número de baterías en paralelo.

El número de baterías que se conecten en paralelo establece la capacidad del sistema de acumulación. Dada la capacidad calculada mediante la ecuación [4], el número de baterías a conectar en paralelo se obtiene de la siguiente expresión:

$$b_p = \frac{C'}{C_b} \quad [6]$$

Donde:

$b_p$ : número de baterías en paralelo.

$C'$ : Capacidad nominal en Ah.

$C_b$ : Capacidad nominal de una batería.

#### Número total de baterías.

Finalmente se calcula el número total de baterías mediante la expresión:

$$b_T = b_s b_p \quad [7]$$

#### Selección del inversor de baterías.

Se atenderá a la demanda de consumo pico obtenida en el estudio de consumo llevado a cabo en el proyecto así como a las especificaciones del fabricante para la selección del inversor en función de la tensión del sistema de acumulación.

### **3.11.3 Sistema de generación de energía.**

Una vez definido el sistema de acumulación se procede al dimensionado de los distintos equipos de generación de energía.

#### **3.11.3.1 Sistema de generación fotovoltaico.**

Para dimensionar el sistema de generación fotovoltaica en primer lugar hay que definir el periodo para el que se va a dimensionar. Si se tratase de una vivienda de uso común, lo idóneo sería dimensionar el sistema para la época del año en la que la generación de electricidad es más desfavorable, es decir, en los meses de diciembre y enero. Sin embargo, dado el carácter vacacional de la vivienda, su uso, según el propietario, durante estas épocas es pequeño, reduciéndose a fines de semana o puentes cortos. Por otra parte, el mayor uso de la vivienda se da en los meses de verano, fechas en las que la generación fotovoltaica es mayor. Este hecho provoca que si se dimensiona el sistema para la época de invierno, cubriendo las necesidades de consumo de los días más desfavorables, el sistema estaría muy sobredimensionado en los meses de mayor uso de la vivienda y dado que en invierno su uso es corto y cuenta además con un sistema de generación eólica para satisfacer la demanda eléctrica lo ideal es dimensionar el sistema de generación solar para un uso anual, consiguiendo una mayor eficiencia. De este modo, no se sobredimensiona para épocas de verano pero tampoco se dimensiona de forma que pueda haber grandes deficiencias durante el invierno. Esta decisión se ha tomado basándose también en el sistema de acumulación, el



cual se ha diseñado para cubrir el consumo de los días invernales durante un periodo de cuatro días, como se expuso en el punto 3.11.2.

Una vez definido los parámetros temporales del dimensionado, se procede al cálculo de la potencia a instalar. Al igual que en el sistema de acumulación la potencia generada por el sistema se obtendrá a partir del consumo, teniendo en cuenta los rendimientos de los equipos que forman la instalación fotovoltaica. Así, la potencia a generar es:

$$E_{FV} = \frac{E_T}{R_{FV}} \quad [8]$$

Donde:

$E_{FV}$ : Potencia del sistema de generación FV.

$E_T$ : Potencia consumida.

$R_{FV}$ : Rendimiento sistema fotovoltaico.

A su vez, el rendimiento se calcula como:

$$R_{FV} = (1 - k_c - k_v - k_{FV}) \quad [9]$$

Donde:

$k_c$ : Coeficiente de pérdidas por rendimiento del inversor.

$k_v$ : Coeficiente de pérdidas varias.

$k_{FV}$ : Coeficiente de pérdidas por rendimiento de los módulos

Los coeficientes debidos al rendimiento del inversor y a las pérdidas varias quedaron definidos en el sistema de acumulación mientras que el rendimiento de los módulos hace alusión a las pérdidas que se dan en estos generadores y quedan definidos por los fabricantes.

Una vez obtenida la potencia a instalar, se necesita calcular el *número de horas de sol pico* HSP, que indica el número de horas en que debería haber una irradiancia de  $1000\text{W/m}^2$ , para igualar a la energía diaria incidente realmente sobre los paneles. Este valor se obtiene a partir de la base de datos PVGIS. En ella se obtiene el valor de la irradiancia sobre el módulo fotovoltaico. Para obtener dicho valor, en primer lugar se deben definir la orientación e inclinación del modulo.

Ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos:

A partir del pliego de condiciones para instalaciones aisladas de IDAE, se define la inclinación óptima anual de los paneles como:

$$\beta_{opt} = \phi - 10 \quad [10]$$

Donde:

$\beta_{opt}$ : Inclinación óptima.

$\phi$ : *Latitud*.

Se considera el valor anual de la inclinación ya que éste es el intervalo de funcionamiento de la misma.

#### Ángulo de orientación de los módulos fotovoltaicos.

Este ángulo, también denominado ángulo de Azimut, representa la orientación de los paneles solares respecto del meridiano del lugar según su horizontal. Como la instalación se realiza en terreno libre el ángulo de Azimut óptimo es 0 grados. Esto se debe a la trayectoria que describe el sol a lo largo de un día en el hemisferio norte, siendo ésta Este-Sur-Oeste. Puesto que la captación solar es mayor cuando el panel recibe la radiación solar de forma perpendicular, el panel tiene que tener la orientación de la trayectoria solar, siendo esta orientación hacia el meridiano Sur como se ha expuesto anteriormente. La figura muestra los ángulos descritos:

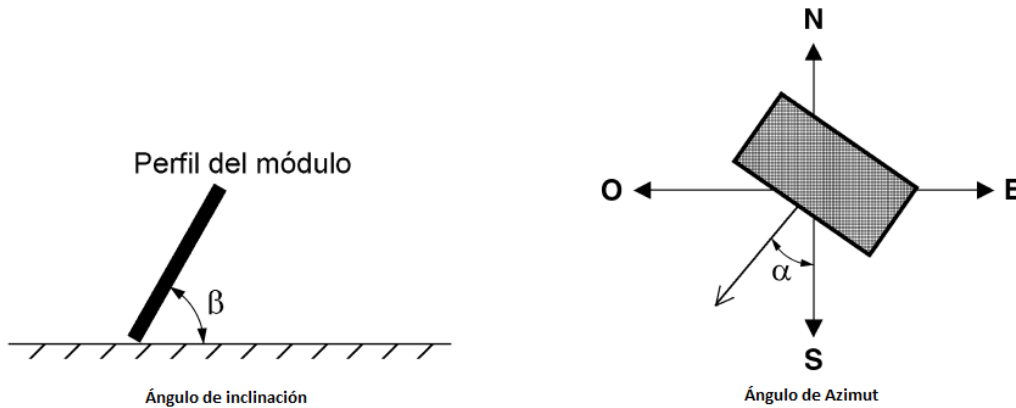


Figura 15: Ángulos de orientación de los módulos FV. Fuente IDAE

Una vez definidos los ángulos característicos de los módulos, se puede obtener a partir de la base de datos PVGIS la irradiancia mensual para el ángulo de inclinación definido. El valor se obtiene en Wh/m<sup>2</sup>/día, por lo que para obtener el HSP se calculará a partir de:

$$HSP = \frac{G_{\beta}}{G_{STC}} \quad [11]$$

Donde:

$G_{\beta}$ : Irradiancia para el ángulo de inclinación.

$G_{STC}$ : 1000 W/m<sup>2</sup> Irradiancia en condiciones estándar de medida.

A partir del HSP, se calcula la potencia pico que se debe instalar como:

$$W_p = \frac{E_{FV}}{HSP} \quad [12]$$

### Número y distribución de módulos fotovoltaicos

A continuación, se calcula el número de módulos fotovoltaicos que van a formar la instalación. Dado que la configuración del sistema se realiza a partir de un inversor/cargador de baterías, los cálculos del número de módulos y su distribución en serie y paralelo se llevan a cabo como los de una instalación sin baterías, ya que la tensión del sistema de acumulación no limita la distribución de los módulos, como si ocurre en las instalaciones fotovoltaicas con acumulador tradicionales.

#### Número de módulos a instalar.

El número de módulos a instalar se calcula como:

$$m = \frac{W_p}{W_{pu}} \quad [13]$$

Donde:

$W_p$ : Potencia pico del sistema.

$W_{pu}$ : Potencia pico de un módulo FV.

#### Distribución de los módulos.

La distribución de los módulos en serie y paralelo viene limitada por las tensiones e intensidades que es capaz de asumir el inversor solar.

#### Módulos en serie.

En primer lugar se debe definir la temperatura del módulo, que se calcula a partir de:

$$T_p = T_a + \left( \frac{N_o - 20}{800} \right) \cdot G \quad [14]$$

Donde:

$T_p$ : Temperatura del módulo.

$T_a$ : Temperatura ambiente.

$N_o$ : Temperatura nominal de operación del modulo [°C]

$G$ : Irradiancia.

#### Número máximo de módulos en serie.

El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto del generador FV cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura mínima corresponde a la mínima ambiente, que en España se puede considerar de -5°C, y para una irradiancia mínima que se considera de 100W/m<sup>2</sup>.

Para estas condiciones se determina la temperatura del módulo a partir de la ecuación [14], obteniéndose una temperatura aproximada de  $-1.5^{\circ}\text{C}$ .

Valores de la tensión de entrada al inversor que sobrepasen la tensión máxima de éste, pueden provocar que el inversor no arranque y le causen averías. Para evitar esto, se limita el valor máximo de la tensión en función del número máximo de módulos conectados en serie, ya que en este tipo de conexión, la tensión resultante es la suma de las tensiones de los módulos.

De acuerdo a esta premisa, el número máximo de módulos en serie se calcula como:

$$m_{smax} = \frac{U_{max}}{U_{ca}} \quad [15]$$

Donde:

$U_{max}$ : Tensión máxima en el inversor.

$U_{ca}$ : Tensión a circuito abierto del módulo FV.

Para obtener el número máximo de módulos, es necesario conocer la tensión a circuito abierto del módulo a  $-1.5^{\circ}\text{C}$ . En las hojas de datos de los módulos fotovoltaicos, Anexo I, no se encuentra la información específica de la tensión a circuito abierto a  $-1.5^{\circ}\text{C}$ , sino que ofrecen la variación de la tensión con la temperatura, expresada en  $\%/^{\circ}\text{C}$  o  $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ .

A partir de esta variación se obtiene la tensión a circuito abierto como:

Variación expresada en  $\%/^{\circ}\text{C}$ :

$$U_{ca(-1.5^{\circ}\text{C})} = (1 - 26.5^{\circ}\text{C} \cdot \Delta U / 100) \cdot U_{ca(STC)} \quad [16]$$

Variación expresada en  $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ :

$$U_{ca(-1.5^{\circ}\text{C})} = U_{ca(STC)} (26.5^{\circ}\text{C} \cdot \Delta U) \quad [17]$$

#### Número mínimo de módulos en serie.

El número mínimo de módulos FV está limitado por la tensión mínima de entrada al inversor.

Esto es así porque cuando la tensión en el punto de máxima potencia del generador está por debajo de la tensión de entrada mínima del inversor en el que este actúa como seguidor del punto de máxima potencia, el inversor no será capaz de seguir el punto de máxima potencia del generador, pudiéndose dar el caso de que se apague.

Por tanto, el valor de esta tensión debe ser menor o igual a la tensión de máxima potencia mínima del generador fotovoltaico, que se da cuando la temperatura del módulo es máxima. En España se puede considerar que la temperatura máxima es de  $45^{\circ}\text{C}$ , y una irradiación de  $1000\text{W}/\text{m}^2$ .

Para estas condiciones, la temperatura del módulo calculada a partir de la ecuación [14] es de  $70^{\circ}\text{C}$  aproximadamente.

Por todo esto, el número mínimo de módulos en serie se obtendrá a partir de:

$$m_{Smin} = \frac{U_{mpp(INV)}}{U_{mpp(70^{\circ}C)}} \quad [18]$$

Donde:

$U_{mpp(INV)}$ : Tensión mínima a la entrada del inversor en mpp.

$U_{mpp(70^{\circ}C)}$ : Tensión mínima del módulo a 70 °C.

Si en las hojas de datos de los módulos, no se encuentra el valor de la tensión del punto de máxima potencia a 70 °C, se puede obtener a partir de la variación de la tensión respecto de la temperatura como:

Variación expresada en %/°C:

$$U_{ca(70^{\circ}C)} = (1 + 45^{\circ}C \cdot \Delta U / 100) \cdot U_{mpp(STC)} \quad [19]$$

Variación expresada en mV/°C:

$$U_{ca(70^{\circ}C)} = U_{mpp(STC)} + (45^{\circ}C \cdot \Delta U) \quad [20]$$

#### Módulos en paralelo.

A partir del número de módulos en paralelo se define la potencia pico del sistema. Dada la potencia pico calculada mediante la ecuación [12], el número de módulos en paralelo se calcula como:

$$m_P = \frac{W_p}{W_{ps}} \quad [21]$$

Donde:

$W_p$ : Potencia pico del sistema fotovoltaico.

$W_{ps}$ : Potencia pico de un string.

Además, tiene que cumplirse que la corriente de cortocircuito máxima de cada fila por el número de filas en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor:

$$m_P \cdot I_{ccp} \leq I_{max,INV} \quad [22]$$

La corriente de cortocircuito máxima de cada fila corresponde a la temperatura máxima del módulo.

En el caso de que la potencia del inversor sea muy pequeña respecto a la del generador se debe comprobar el número de veces que se va a encontrar el inversor con una corriente a su entrada mayor que la admisible por el inversor. De esta forma se determina si la sobrecarga que va a soportar es insignificante o no.

#### Selección del inversor solar.

Para dimensionar el inversor solar, además de tener en cuenta el dimensionado de la distribución de los paneles, se debe comprobar que el generador fotovoltaico está sobredimensionado con respecto al inversor:

$$F_{DI\ FV} = \frac{P_{nom, inversor\ FV}}{P_{nom, generador\ FV}} < 1 \quad [23]$$

Donde:

$F_{DI}$ : Factor de dimensionalización del inversor FV.

$P_{nom, inversor\ FV}$ : Potencia nominal del inversor FV.

$P_{nom, generador\ FV}$ : Potencia nominal del generador FV.

### **3.11.3.2 Sistema de generación eólica.**

Se procede al cálculo de la energía necesaria que debe suministrar la instalación eólica para cubrir el consumo de energía.

Dado que la potencia generada varía de forma cúbica con la velocidad del viento, como se demostrará más adelante, y que la velocidad del viento no es constante, se realizará un primer dimensionado en función de las condiciones de viento medio más desfavorables de la región, para, posteriormente, una vez seleccionado el aerogenerador, realizar un estudio energético en función de la variación de la velocidad del viento.

La instalación se dimensionará para la estación del año en que los vientos sean menores. Se parte del conjunto de datos suministrados por el atlas eólico de IDAE.

A partir de los datos obtenidos, se deben corregir en función de la altura del molino. Esto es así ya que la velocidad del viento varía de forma espacial, lo que supone una variación de la velocidad con la altura sobre el suelo. A mayor altura, la velocidad es mayor, por lo que la potencia aumenta. Dado que esta altura para un molino de microgeneración suele ser de 20 a 25 metros, es necesario calcular la velocidad media para dicha altura.

Existen dos modelos para calcular la velocidad media a una altura  $h$ , tal y como se detalla en la literatura: "*Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*", cuya referencia se encuentra en el capítulo 3.6.3

Para mediciones que se realizan a corto plazo viene dado por la siguiente expresión:

$$v_h = v_{80} \frac{\ln\left(\frac{z'}{z_o}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_o}\right)} \quad [24]$$

Donde:

$v_h$ : Velocidad del viento a la altura requerida.

$v_{80}$ : Velocidad del viento a 80 metros.

$z'$ : Altura requerida.

$z$ : Altura conocida.

$z_o$ : Rugosidad del terreno.

Para mediciones que se realizan a largo plazo:

$$v_h = v_{80} \cdot \left( \frac{z'}{z} \right)^\alpha \quad [25]$$

Donde:

$v_h$ : Velocidad del viento a la altura requerida.

$v_{80}$ : Velocidad del viento a 80 metros.

$z'$ : Altura requerida.

$z$ : Altura conocida.

$\alpha$ : Coeficiente que depende de la longitud de la rugosidad.

La siguiente tabla muestra los valores de  $\alpha$  respecto de la rugosidad:

Tabla 20: Valores de  $\alpha$  respecto de la rugosidad. Fuente Desarrollo de proyectos de instalaciones de energía mini-eólica aislada

Clase de rugosidad	Valor de la rugosidad	$\alpha$
0	0-0.0007	0.08-0.10
0.5	0.0007-0.009	0.10-0.12
1	0.009-0.04	0.12-0.15
1.5	0.04-0.075	0.15-0.17
2	0.075-0.14	0.17-0.19
2.5	0.14-0.25	0.19-0.21
3	0.25-0.45	0.21-0.24
3.5	0.45-0.82	0.24-0.28
4	0.82-1.5	0.28-0.35
4.5	1.5-2.7	0.35-0.45

La velocidad del viento se distribuye de acuerdo a una función de probabilidad de Weibull por lo que para obtener la potencia eólica en función de la velocidad del viento habría que basarse en ello. Dado que se trata de una instalación de baja potencia, se asumirá la velocidad media calculada como la velocidad para llevar a cabo el estudio de la potencia eólica.

A continuación se calcula la potencia eólica:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad [26]$$

Donde:

$\rho$ : Densidad del aire

$A$ : Área del viento barrida

$v$ : Velocidad del viento.

Como puede observarse, el único parámetro de diseño que permite dimensionar el aerogenerador para obtener la potencia deseada es el área de viento barrido. Este área está directamente relacionado con el diámetro de las palas puesto que:

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad [27]$$

Por tanto, a la hora de diseñar un molino la potencia necesaria se obtendrá en función del tamaño de las palas.

Una vez calculada la potencia eólica, se procede a obtener la Potencia extraíble teórica de la misma. Para ello, se hace uso de la Ley de Benz mediante la aplicación del coeficiente de potencia que expresa la máxima potencia teórica extraíble de una corriente de aire con un aerogenerador ideal. Esta potencia no puede superar nunca el 59% de la potencia disponible del viento incidente. Por tanto la potencia máxima teoría extraíble será:

$$P_{extraida} = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad [28]$$

Donde:

$C_p$ : 0.59; Coeficiente de potencia máximo.

Una vez obtenida la potencia extraíble del viento, se procede a obtener la potencia eléctrica que se puede generar, para ello se deberá tener en cuenta el rendimiento del aerogenerador:

$$P_{electrica} = \eta_{aero} \cdot P_{extraida} \quad [29]$$

#### Regulador e Inversor eólico:

Se atenderán a las especificaciones del fabricante del inversor para la selección del mismo. Se tendrá en cuenta la potencia nominal del aerogenerador instalado a la hora de seleccionar el conjunto de regulador e inversor, ya que, dado que las intensidades y tensiones son variables que dependen de la velocidad, estos equipos vienen preparados para soportar los parámetros críticos que puede dar el aerogenerador.



### 3.11.4 Línea eléctrica.

Tras haber dimensionado el equipo que va a formar la instalación principal, se debe diseñar la línea eléctrica, que engloba tanto el cableado de la instalación como las distintas protecciones contra fenómenos eléctricos.

Para este diseño, se ha de tener en cuenta el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, REBT, a partir del cual se seleccionarán las distintas características de las líneas de corriente continua y alterna así como las distintas protecciones.

Los pasos a seguir en el dimensionado de la línea eléctrica son:

- Cálculo de la sección de cable.
- Selección de cable.
- Dimensionado de las distintas protecciones.

#### 3.11.4.1 Cálculo de la sección de cable.

En el REBT se contemplan dos criterios a la hora de seleccionar la dimensión del cable:

- Criterio de máxima intensidad admisible.

Según este criterio la sección de los cables se debe dimensionar de tal forma que la intensidad de corriente que circule por ellos sea superior a la máxima que pueda soportar. Las secciones se encuentran normalizadas.

- Criterio de caída de tensión máxima.

Según este criterio, la sección de cable debe estar dimensionada de tal manera que la caída de tensión máxima se encuentre por debajo de un valor dado. Estos valores vienen descritos en el REBT para distintos tipos de instalaciones, por ejemplo, según la ITC-BT-19, INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS: PRESCRIPCIONES GENERALES, en la que se señala:

“La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación interior y cualquier punto de utilización sea, salvo lo prescrito en las instrucciones particulares, menor del 3 % de la tensión nominal para cualquier circuito interior de viviendas”

Otra consideración importante a la hora de dimensionar el cableado de la instalación es minimizar al máximo posible la longitud de los cables, ya que la sección es directamente proporcional a esta distancia. Para ello se debe minimizar la distancia entre los distintos equipos que componen la instalación

Para instalaciones de microgeneración el REBT indica que:

*“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”*

Así pues, se atenderán a los criterios definidos en la siguiente tabla, obtenida del curso programado de instalaciones de energía solar de Censolar:

Tabla 21: Valores recomendados de variación de tensión. Fuente Censolar.

Tramo	Valor máx. admisible	Valor recomendado
Generador-regulador o inversor	1.5%	1%
Acumulador-inversor	1%	1%
Línea principal	1.5%	1%

Estos valores recomendados se utilizarán tanto para la parte solar como eólica de la instalación.

Para cumplir ambos criterios la sección de cable dimensionada mediante el criterio de máxima tensión admisible será la calculada en función de la intensidad obtenida según el criterio de máxima intensidad admisible.

Expuestos los criterios a seguir para dimensionar la línea eléctrica se procede a ello diferenciando tres tramos según los criterios definidos:

- Dimensionado de la línea eléctrica de unión entre los módulos fotovoltaicos.

*Criterio de intensidad máxima admisible.*

Atendiendo a este criterio, en primer lugar se debe conocer la intensidad máxima que puede circular por los cables entre módulos o por una fila. Esta intensidad es:

$$I_{r,max} = I_{cc,Fv} \quad [30]$$

Donde:

$I_{cc,Fv}$  = Intensidad de cortocircuito del generador FV

Atendiendo al REBT, la intensidad que circule por el cable debe ser 1,25 veces mayor que la intensidad del generador, corrigiendo este valor por la acción de la temperatura se obtiene que la intensidad debe ser 1,3 veces mayor a la intensidad del generador, por tanto:

$$I_{max} > 1.3 \cdot I_{r,max} \quad [31]$$

*Criterio de máxima tensión admisible.*

Atendiendo a la caída de tensión recomendable contemplada en la tabla del 1 por ciento, se obtiene la sección de cable a partir de:

$$S_r = \frac{2 \cdot L_r \cdot I_{max}}{1\% \cdot U_{PMP(STC)} \cdot k} \quad [32]$$

Donde:

$L_r$ : Longitud de los cables.

$I_{\max}$ : Corriente según el criterio de máxima intensidad admisible.

$U_{PMP(STC)}$ : Tensión de la fila en condiciones estándar.

$k$ : Conductividad.

- Línea eléctrica de corriente continua fotovoltaica eólica y del sistema de baterías.

Estas líneas eléctricas unen cada uno de los generadores y el sistema de acumulación con sus respectivos inversores. Para cada una de las tres líneas se aplican los criterios establecidos en el REBT

*Criterio de máxima intensidad.*

El cable que une el generador y el sistema de acumulación con el inversor debe soportar una tensión, según el REBT de un valor 1,25 veces mayor que la máxima intensidad del generador. Por tanto:

$$I_{\max} = I_{\text{Gen}} \cdot 1.25 \quad [33]$$

Estos cables se diseñan según los criterios descritos en la ITC del REBT para líneas subterráneas. y/o aéreas, aplicando los respectivos coeficientes de corrección.

*Criterio de máxima tensión admisible.*

Atendiendo a la caída de tensión recomendable contemplada en la tabla del 1%, se obtiene la sección de cable a partir de:

$$S_r = \frac{2 \cdot L_r \cdot I_{\max}}{1\% \cdot U_{PMP(STC)} \cdot k} \quad [34]$$

- Dimensionado de la línea eléctrica de corriente alterna.

El dimensionado de esta línea comprende las partes de corriente alterna del sistema. Estas están formadas por la unión entre el generador eólico con el regulador, por donde la corriente es alterna trifásica, y la línea principal que une las salidas de los inversores con la caja de distribución de la vivienda.

Para dimensionar estas líneas se atiende a los criterios del REBT.

*Criterio de máxima intensidad admisible.*

Según el criterio de máxima intensidad la sección de cable soportará una corriente de:

$$I_{\max} = I_{\text{GEN}} \cdot 1.25 \quad [35]$$

Se aplicarán los coeficientes necesarios según las ITCs del REBT en función del tipo de línea eléctrica dimensionada.

*Criterio de máxima tensión admisible.*

Para dimensionar la línea según el criterio de variación de tensión, habrá que obtener la sección del conductor, diferenciando entre línea monofásica (línea principal) y la línea trifásica (línea generador-regulador)

- Línea monofásica:

El cálculo de la sección en función de la caída de tensión, dado que se trata de corriente alterna monofásica se obtendrá como:

$$S_r = \frac{2 \cdot L_r \cdot I_{\max} \cdot \cos \varphi}{1\% \cdot U_N \cdot k} \quad [36]$$

Donde:

$I_{N(INV)}$ : Intensidad nominal a la salida del inversor.

$\cos \varphi$ : Factor de potencia.

$U_N$ : Tensión nominal de la red.

- Línea trifásica:

La salida del aerogenerador es trifásica por lo que es necesario realizar el cálculo de la sección para este tipo de cables. Para obtener las secciones de los cables, es necesario conocer la intensidad del generador. Esta intensidad es función de la tensión y la potencia que genere el molino, además de la influencia de otras variables como son la frecuencia o la temperatura. Dados los datos que proporcionan los distintos fabricantes, la intensidad se obtendrá a partir de la potencia nominal del generador, siendo esta:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U} \quad [37]$$

Donde:

P: Potencia nominal del generador.

U: Tensión del generador.

$\cos \varphi$ : Factor de potencia.

Una vez obtenida la intensidad de corriente, se calcula la sección a partir de:

$$S_r = \frac{\sqrt{3} \cdot L_r \cdot I_{GEN} \cdot \cos \varphi}{1\% \cdot U_{GEN} \cdot k} \quad [38]$$

### 3.11.4.2 Selección de cable.

Tras obtener las diferentes secciones de las líneas que van a formar la instalación, hay que definir el tipo de cable que se va a utilizar para cada tramo.

El tipo de conductor a utilizar es cobre, unipolar y preparado para intemperie si va instalado en exteriores para la línea monofásica, y multipolar para la línea trifásica.

Se tendrá en cuenta para el diseño de la línea que el nivel de aislamiento requerido depende de las tensiones que deben soportar las redes eléctricas así como del tipo de montaje. En general, las tensiones que deben soportar los cables no suelen superar los 0,6/1kV, por lo que éste debe ser el nivel de aislamiento exigible.

### 3.11.4.3 Protecciones.

El último paso para dimensionar la línea eléctrica es la selección de las distintas protecciones que formarán parte de la instalación. Éstas están formadas por todos aquellos dispositivos que permiten la protección de la instalación contra distintos fenómenos así como las que presentan los distintos equipos instalados.

El conjunto de estas protecciones se utilizan para prevenir el fallo de la instalación respecto a los siguientes fenómenos:

- Protección contra sobreintensidades.

La sobreintensidad se define como toda corriente cuyo valor es más alto que el valor nominal para el que está diseñado el circuito.

Haciendo alusión al REBT y la ITC-BT-22: Instalaciones interiores o receptoras.  
Protección contra sobreintensidad:

*"Todo circuito estará protegido contra los efectos de las sobreintensidades que puedan presentarse en el mismo, para lo cual la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreintensidades previsibles."*

Las sobreintensidades se pueden dar por:

- Sobrecargas debidas a equipos o defectos de aislamiento.
- Cortocircuitos
- Descargas eléctricas atmosféricas

- Protección contra sobrecargas.

Se entiende por sobrecarga el exceso de intensidad en un circuito, debido a un defecto de aislamiento de gran impedancia o a una demanda excesiva de carga.

Los dispositivos utilizados para proteger contra sobrecargas deben garantizar el límite de intensidad de corriente admisible del conductor.

Existen dos tipos de dispositivos de protección contra sobrecargas: dispositivos magnetotérmicos y fusibles.

Los dispositivos magnetotérmicos deben ser de tipo polarizado, siendo dispositivos de corte omnipolar. Se debe tener en cuenta que estos dispositivos deben de ser aptos para el uso en corriente continua.

Si se opta por el uso de fusibles se ha de tener en cuenta que estos deben ser calibrados, de características de funcionamiento adecuadas. La corriente de corte del fusible debe ajustarse al valor de la sección del conductor.

Para evitar fallos en la desconexión, la corriente nominal de los fusibles deben ser por lo menos 1,25 veces la corriente nominal de la fila. Como los fallos se pueden dar tanto en polo positivo como en polo negativo, los fusibles se deben colocar en ambos polos.

- Protección contra cortocircuitos.

Se denomina cortocircuito a la unión de dos o más conductores o partes de un circuito eléctrico, con una diferencia de potencial o tensión entre sí, sin ninguna impedancia eléctrica entre ellos.

De acuerdo al REBT todo circuito debe estar protegido contra cortocircuitos en el origen del mismo y su capacidad de corte debe estar diseñada en función de la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de conexión.

Sin embargo, si se trata de circuitos derivados de uno principal, cada uno de estos circuitos puede estar provisto de una protección contra sobrecargas, mientras que la protección contra cortocircuitos se lleve a cabo a partir de un elemento general de protección.

Los dispositivos de protección pueden ser tanto fusibles calibrados, de características de funcionamiento adecuadas, como interruptores automáticos de corte omnipolar.

- Protección contra sobretensiones.

Una sobretensión es un aumento muy elevado de la tensión durante un periodo de tiempo milésimo.

La instrucción técnica ICT-BT-23 del REBT trata sobre la protección contra sobretensiones como consecuencia de las descargas atmosféricas, conmutaciones de redes y defectos en las mismas.

Para la protección contra sobretensiones de las instalaciones que se va a llevar a cabo en el proyecto se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Cuando el generador está ubicado a la intemperie sin edificios colindantes, se deben emplear dispositivos adecuados para la protección contra descargas atmosféricas.
- El generador debe estar conectado a tierra.
- Se recomienda empleo de descargadores.

- Protección contra descargas atmosféricas.

- Descargas atmosféricas directas.

Para instalaciones en zonas abiertas, las instalaciones suelen llevar su propio elemento de protección de rayos.

La instalación de protección contra rayos comprende todas las actuaciones para una adecuada captación y derivación de los rayos. Se compone de un dispositivo de captación, de un cable de cobre de una sección mínima de 16 mm<sup>2</sup> y de una toma de tierra.

- Descargas atmosféricas indirectas.

Cada impacto de rayo origina unos efectos indirectos en sus alrededores.

Los efectos de impactos indirectos de rayos son acoplamientos galvánicos, inductivos y capacitivos. Los acoplamientos producen sobretensiones, de las cuales hay que proteger a las instalaciones. .

En el caso de instalaciones con elevado riesgo de impacto de rayos se colocan varistores antes y después del inversor.

- Protección contra contactos directos e indirectos y puesta a tierra de la instalación.

Estas protecciones intentan prevenir que una persona quede sometida a una tensión peligrosa durante un tiempo suficiente como para producir daños en su organismo

Se debe tener en cuenta las medidas necesarias para asegurar la protección de las personas contra los choques eléctricos.

- Protección contra contactos directos.

Esta protección consiste en tomar las medidas destinadas a proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos.

Esta protección se lleva a cabo a partir de:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

- Protección contra contactos indirectos.

Esta protección consiste en tomar las medidas necesarias para proteger a las personas contra los peligros que pueden derivarse del contacto con masas metálicas que normalmente no tienen tensión, pero que pueden adquirirla accidentalmente como consecuencia de una bajada de aislamiento entre las partes activas de la instalación y las masas.

- Puesta a tierra.

La primera medida de protección contra contactos indirectos consiste en la puesta a tierra de todas las masas metálicas (marcos de los módulos, estructuras de soporte, etc.) de una instalación que resulte accesible para las personas.

El objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

En la práctica, la puesta a tierra tiene dos componentes: el electrodo y la línea de enlace.

El electrodo, o línea a tierra, es una masa metálica que permanece en contacto con el terreno. La calidad del electrodo viene definida por la resistencia de su contacto con la tierra. Es importante que el valor de esta resistencia sea bajo, puesto que en caso de fallo es quien define la tensión que adquieren las masas respecto a la tierra.

Una toma a tierra viene caracterizada por:

- La toma de tierra se puede realizar con electrodos de barras, tubos, pletinas, conductores desnudos, placas, armadura metálica no pretensada, de elementos de hormigón armado enterrados y estructuras metálicas enterradas.
- No se deben utilizar canalizaciones metálicas de agua, calefacción ni líquidos o gases inflamables como tomas de tierra.
- Estos electrodos se dimensionarán de tal forma que su resistencia a tierra sea tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en emplazamiento conductor y 50 V en el resto.
- Una toma a tierra se considera independiente respecto a otra, cuando una de las tomas de tierra no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista.

La puesta a tierra se compone de:

- 1: Conductor de protección.
  - 2: Conductor de unión equipotencial principal.
  - 3: Conductor de tierra o línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra.
  - 4: Conductor de equipotencialidad suplementaria.
- B: Punto de puesta a tierra.  
M: Masa.  
C: Elemento conductor.  
P: Canalización metálica principal de agua.  
T: Toma a tierra.



La figura 16 muestra la representación gráfica de los distintos componentes de la puesta a tierra descritos anteriormente.

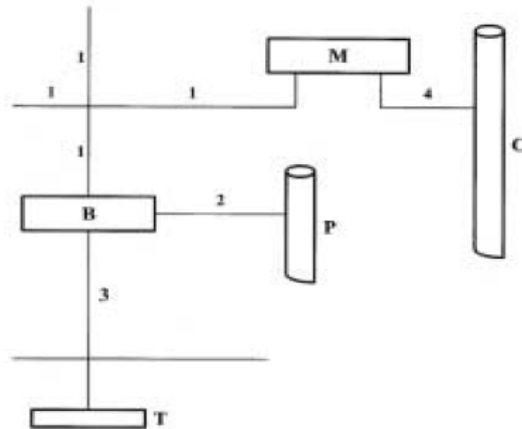


Figura 16: Representación gráfica de toma de tierra. Fuente REBT

#### - Conductores de tierra

La sección de los conductores de tierra tiene que cumplir con los valores de la tabla 22. La sección no será inferior a la mínima exigida para los conductores de protección.

Tabla 22: Valores a cumplir por la sección de los conductores de tierra. Fuente REBT

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión	Según apartado 3.4 ITC-BT-18(REBT)	16 mm <sup>2</sup> cobre 16 mm <sup>2</sup> acero galvanizado
No protegido contra la corrosión	25mm <sup>2</sup> cobre 50mm <sup>2</sup> hierro	

En toda instalación de puesta a tierra debe preverse un borne principal de tierra, al cual deben unirse los conductores.

Para la protección contra contactos indirectos se suelen utilizar conductores de protección que unen las masas metálicas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será:

Tabla 23: Sección de los conductores de protección. Fuente REBT

Sección de los conductores de fase de la instalación $s$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección $s_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Para la conexión equipotencial de las masas metálicas se utilizará un conductor de tensión no inferior a la mitad del conductor de protección de sección mayor de la instalación, con una sección mínima de 2,5 mm<sup>2</sup> si es de cobre.

## **3.12 Dimensionado práctico de la instalación.**

### **3.12.1 Descripción general de la instalación.**

Antes de proceder a dimensionar los distintos equipos de la instalación se da una visión general del conjunto que la forma.

En este punto no se describirán de forma detallada los equipos sino que se dará una descripción de la instalación y los criterios que se deben seguir para la elección de los éstos.

La instalación se va a realizar para una red eléctrica de corriente alterna monofásica con una tensión de 230V y una frecuencia de 50Hz dado que esta tensión y frecuencia son las estándar de una vivienda en España.

En primer lugar se debe decidir el tipo de baterías que se van a utilizar y la tensión a la que se van a instalar, para posteriormente, dimensionar el sistema de acumulación en función de la capacidad calculada.

Una vez dimensionado el sistema de acumulación se procede a la elección del inversor de la instalación aislada. Este inversor será el responsable de gestionar la energía procedente de los distintos equipos de generación, encargándose de la recarga de las baterías y de cubrir el consumo cuando los sistemas de generación no cubran la demanda.

A continuación se deben dimensionar los distintos sistemas de generación. En el caso de la instalación descrita, estos estarán formados por módulos fotovoltaicos y un aerogenerador eólico.

Para la elección del sistema fotovoltaico, en primer lugar se debe atender al tipo de módulos a instalar. Para ello se atenderá a razones de rendimiento y económicas. Estos módulos pueden ser orientables a partir de la instalación de seguidores solares, lo que incrementa la captación diaria de energía solar. Sin embargo, dado el carácter de la instalación, para una vivienda vacacional, se ha optado por instalar los módulos en estructuras rígidas con una orientación óptima dado que la instalación de seguidores encarece el precio.

Para la instalación fotovoltaica se seleccionará un inversor monofásico que cumpla los criterios de diseño.

Para la elección del aerogenerador se han tenido en cuenta diversos factores. En primer lugar, se instalará un aerogenerador capaz de cubrir la demanda de la vivienda en días con un viento favorable, provocados por variaciones de presión, en los que la nubosidad es elevada, y por tanto, el rendimiento de la instalación fotovoltaica disminuye. Además se atenderán a razones económicas a la hora de elegir un determinado aerogenerador. Para el aerogenerador seleccionado se instalará un regulador y un inversor que cumplan los criterios de diseño.

Se instalarán las protecciones necesarias para proteger correctamente tanto la instalación como a las personas. Todas las protecciones deberán ser dimensionadas acorde con la normativa vigente.

### 3.12.2 Dimensionado de la instalación.

#### 3.12.2.1 Parámetros iniciales.

Para comenzar el dimensionado de la instalación, en primer lugar, se debe definir el consumo de la vivienda. A través del estudio de consumo expuesto en el punto 3.10 se ha obtenido un consumo de la vivienda máximo, esto es, en un día no laboral en invierno:

$$\text{Consumo: } 4685 \text{ Wh/día}$$

*Consumo corregido:* Con el fin de poder satisfacer en todo momento la demanda eléctrica de la vivienda se aplica un coeficiente de seguridad sobre el consumo inicial.

$$Q' = 1.1 \cdot Q$$

$$Q' = 1.1 \cdot 4685 \text{ Wh/día}$$

$$Q' = 5154 \text{ Wh/día}$$

#### 3.12.2.2 Sistema de acumulación.

Selección y características de los componentes.

*Inversor aislada Sunny Island 6.0H fabricado por SMA*

Se trata de un inversor-cargador cuya misión es gestionar las baterías y satisfacer la demanda de consumo de la vivienda cuando los generadores no sean capaces de cubrirla. Este gestor debe cubrir la demanda de potencia máxima de la vivienda, que se ha estimado en 3700 vatios. A continuación se muestran los parámetros principales.

Tabla 24: Parámetros Sunny Island 6.0H. Fuente SMA

Sunny Island 6.0H	
<i>Salida de CA (Consumidor/red aislada)</i>	
Tensión asignada de red/Rango de tensión de CA	230 V / 202 V – 253 V
Frecuencia nominal /Rango de frecuencia	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Potencia asignada (a Unom,fnom/25oC/cons fi 1)	4600W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min / 5min / 3 s	6000 W / 6800 W / 11000 W
Intensidad asignada / corriente de salida maxima (pico)	20 A / 120 A
<i>Entrada de CA (Generador o red)</i>	
Tensión asignada de entrada/Rango de tensión de CA	230 V / 172,5 V – 264,5 V
Frecuencia de entrada / rango de frecuencia de entrada	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Corriente máx. de entrada	50A
Potencia máx. de entrada	11500W
<i>Batería de entrada de CC</i>	
Tensión asignada de entrada/Rango de tensión de CC	48V/ 41V... 63V
Corriente de carga máx. de la batería / corriente de carga asignada	110 A / 100 A
Tipo de batería / capacidad de la batería	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10000 Ah
<i>Rendimiento</i>	
Rendimiento Europeo	95%

*Baterías VLA modelo Secura Block Solar fabricadas por BAE*

Se trata de baterías de bajo mantenimiento usadas para almacenar energía eléctrica en pequeñas instalaciones de energías renovables.

A continuación se muestran las principales características.

*Tabla 25: Parámetros BAE Secura Block Solar. Fuente BAE*

<b>BAE Secura Block Solar</b>	
Modelo	12V 3PVS210
Tensión	12V
Capacidad nominal $C_{100}$ 1.80V/C [Ah]	215 Ah
Autodescarga diaria	0.1%

El resto de características se encuentran en el Anexo I relativo a las fichas técnicas de los productos.

Definido el inversor y las baterías que se van a utilizar, se procede al cálculo de la capacidad de las baterías.

En primer lugar se calcula la potencia a instalar como:

$$E_A = \frac{E_T}{R_A}$$

Siendo  $R_A$ :

$$R_A = (1 - k_b - k_c - k_v - k_a)$$

Se calcula el coeficiente de pérdidas del acumulador  $k_b$  estimando que aproximadamente el 50% del consumo se produce en periodos de no generación de energía. Así pues:

$$k_b = k'_b \cdot C_N = 0.05 \cdot 0.5$$

$$k_b = 0.025$$

Donde:

$k'_b$ : 0.05 *Para condiciones de servicio en las que no se demanden descargas intensas.*

El resto de coeficientes vienen definidos por las características de los equipos, siendo:

$k_c$ : 0.05; *Dado un rendimiento del inversor del 95%.*

$k_v$ : 0.1; *Considerado para instalaciones en las que no se ha tenido en cuenta el rendimiento de cada equipo.*

$k_a$ : 0.001; *Dada la autodescarga de las baterías del 1% diario.*

Por tanto:

$$R_A = (1 - 0.025 - 0.05 - 0.1 - 0.001)$$

$$R_A = 0.824$$

A partir de este rendimiento del sistema de acumulación de la instalación se obtiene una potencia a instalar de:

$$E_A = \frac{E_T}{R_A} = \frac{5154}{0.824}$$

$$E_A = 6255W$$

A partir de la potencia necesaria se obtiene la capacidad nominal del sistema de acumulación.

$$C = \frac{E_A \cdot N}{P_d} = \frac{6255 \cdot 4}{0.7}$$

$$C = 35742W$$

En el se han tenido en cuenta los días de autonomía y la profundidad de descarga, ambos descritos en la descripción teórica del proceso de diseño en la memoria de cálculo.

Por último se calcula el valor de la capacidad de las baterías en Ah.

Dado que la tensión a la entrada del inversor para la parte continua tiene que ser de 48 voltios, tal y como se explicó en la parte teórica de la memoria de cálculo en el apartado referente al sistema de acumulación, esta será la tensión para dimensionar el sistema de baterías.

$$C'[Ah] = \frac{C'[Wh]}{V_{ns}} = \frac{35742}{48}$$

$$C'[Ah] = 745Ah$$

#### Disposición del sistema de baterías.

A continuación se obtiene la disposición de las baterías para cumplir con la tensión necesaria del sistema así como la capacidad.

#### Número de baterías en serie.

Este número define las baterías necesarias para conseguir la tensión del sistema. Dado que la tensión según el inversor debe ser de 48 voltios, el número de baterías en serie será:

$$b_s = \frac{48}{12}$$

$$b_s = 4$$

#### Numero de baterías en paralelo.

Este número define las baterías necesarias para cubrir la capacidad del sistema, dada una capacidad de 980Ah, el número de baterías en paralelo será:

$$b_p = \frac{745}{215}$$
$$b_p = 3.46 = 4$$

#### Número total de baterías.

Para obtener el número total de baterías a instalar se multiplican el número de baterías en serie por el número de baterías en paralelo

$$b_T = b_s b_p = 4 \cdot 4$$
$$b_T = 16$$

El sistema está formado por 16 baterías de 4 módulos en paralelo formados por 4 baterías en serie.

#### Capacidad del sistema de baterías:

$$C_b = b_s \cdot C_{100} = 4 \cdot 215Ah$$
$$C_b = 860Ah$$

El sistema de baterías tendrá una capacidad de 860Ah para una tensión de 48V

### **3.12.2.3 Sistema de generación fotovoltaica**

#### Selección y características de los componentes

##### *Modulo fotovoltaico\_Bosch Solar Module c-Si M 60*

Los módulos fotovoltaicos encargados de la generación de energía eléctrica son monocristalinos fabricados por Bosch. Estos módulos presentan los siguientes parámetros de operación.

Tabla 26: Parámetros eléctricos Bosch Solar Module c-Si M 60. Fuente Bosch

Bosch Solar Module c-Si M 60					
Características eléctricas para condiciones estándar de medida STC					
$P_{mpp}$	$V_{mpp}$	$I_{mpp}$	$V_{OC}$	$I_{SC}$	Resistencia a corriente de retorno $I_R$
185	23.34	7.97	29.93	8.58	25
Características Eléctricas en NOCT (Normal Operation Cell Temperature)					
$P_{mpp}$	$V_{mpp}$	$V_{OC}$	$I_{SC}$		
134	21.07	27.50	6.91		

Tabla 27: Parámetros térmicos Bosch Solar Module c-Si M 60. Fuente Bosch

Características Térmicas	
Coeficiente térmico	TK %/K
$P_{mpp}$	-0.44
$V_{OC}$	-0.31
$I_{SC}$	0.031

*Inversor Sunny Boy 1600TL fabricado por SMA*

El inversor seleccionado presenta los siguientes parámetros.

Tabla 28: Parámetros Sunny Boy 1600TL. Fuente SMA

Sunny Boy 1600TL	
<i>Características de entrada Corriente Continua.</i>	
Potencia máxima de CC	1700W
Tensión de entrada máxima	600V
Rango de tensión MPP/Tensión asignada de entrada	155V – 480V/400V
Tensión de entrada min/Tensión inicial	125V/150V
Corriente máxima de entrada/ por String	11A/11A
<i>Características de salida Corriente alterna.</i>	
Potencia nominal de CA (230V,50Hz)	1600W
Potencia aparente de CA máxima	1600VA
Tensión nominal de CA; rango	220,230,240V; 180 – 280V
Frecuencia de red de CA; rango	50Hz; $\pm 4.5$
Corriente máxima de salida	11A
Factor de potencia	1
<i>Rendimiento</i>	
Rendimiento Europeo	95%

Definidos los componentes, se procede a los cálculos de la instalación de producción de electricidad.

En primer lugar se calcula la potencia a generar por los paneles.

$$E_{FV} = \frac{E_T}{R_{FV}}$$

Para la cual es necesario calcular el rendimiento del sistema de generación, que se obtiene a partir de la ecuación:

$$R_{FV} = (1 - k_c - k_v - k_{FV})$$

Donde:

$k_c$ : 0.05; Dado un rendimiento del inversor del 95%

$k_v$ : 0.1; Considerado para instalaciones en las que no se ha tenido en cuenta el rendimiento de cada equipo

$k_{FV}$ : 0.1; Dado un rendimiento de los módulos FV del 90%

Por tanto el rendimiento de la parte fotovoltaica de la instalación es:

$$R_{FV} = (1 - 0.05 - 0.1 - 0.1)$$

$$R_{FV} = 0.75$$

Con lo que se obtiene una potencia a instalar de:

$$E_{FV} = \frac{E_T}{R_{FV}} = \frac{5154}{0.75}$$

$$E_{FV} = 6880W$$

#### Orientación e inclinación de los paneles.

Previamente a la obtención de la potencia pico a instalar, es necesario conocer la orientación y la inclinación de los paneles. Dada la libertad de la instalación al no haber restricciones en cuanto a su colocación, se orientarán de forma óptima para obtener el mayor rendimiento energético.

#### Ángulo de orientación óptimo.

El ángulo de orientación óptimo, también conocido como ángulo de Azimut, corresponde con la orientación hacia el ecuador de los módulos solares. Por tanto:

*Ángulo de Azimut: 0° respecto al meridiano Sur.*

#### Ángulo de inclinación óptimo:

A partir del pliego de condiciones de instalaciones aisladas elaborado por la IDAE se obtiene que el ángulo óptimo para una instalación de funcionamiento en régimen continuo a lo largo del año es:

$$\beta_{opt} = \phi - 10 = 40^\circ - 10$$

$$\beta_{opt} = 30^\circ$$

#### Cálculo del número de horas solares pico.

Una vez obtenida la orientación de los paneles se procede al cálculo de las horas solares pico a partir de los datos facilitados por la base de datos de radiación PVGIS. Como se ha expuesto en la explicación teórica, el valor escogido para el cálculo de las Horas Solares Pico, se corresponde al valor de la irradiación anual sobre el plano inclinado, ya que estas son las condiciones de diseño que se han seleccionado. Se obtiene el valor de HSP a partir de:



$$HSP = \frac{G_{\beta}}{G_{STC}} = \frac{5220Wh/m^2 día}{1000Wh/m^2}$$

$$HSP = 5.22$$

#### Potencia pico a instalar.

A partir de las HSP y la potencia que debe generar el sistema se obtiene la potencia pico de la instalación:

$$P_p = \frac{E_{FV}}{HSP} = \frac{6880}{5.22}$$

$$P_p = 1318 W_p$$

Se comprueba el número de módulos mínimo a instalar para que se cumpla el sobredimensionado del generador respecto del inversor fotovoltaico.

$$F_{DI FV} = \frac{P_{nom, inversor FV}}{P_{nom, generador FV}} = \frac{1600}{W_p \cdot m} < 1$$

Donde:

$W_p$ : Potencia pico del módulo.

$m$ : Número de módulos.

Se debe cumplir además que la potencia instalada no supere el valor máximo de entrada del inversor dado en las características del mismo. Por tanto,

$$W_p \cdot m > 1600$$

Atendiendo a estos criterios de diseño, se dimensiona un conjunto de módulos de:

$$W_p = 1665W$$

Como se puede comprobar, el sistema está sobredimensionado, y además, la potencia está dentro de la máxima admisible en el inversor, señalada en sus características técnicas.

Dada la potencia instalada se obtiene el número de paneles.

$$m = \frac{W_p}{W_{pu}} = \frac{1665}{185}$$

$$m = 9$$

#### Distribución de los módulos.

Se procede a comprobar si el número de módulos por fila y el número de filas en paralelo es el adecuado. Para ello se atiende a las fórmulas expuestas anteriormente.

#### Número máximo de módulos en serie.

La tensión a circuito abierto del módulo a una temperatura de  $-1,5^{\circ}\text{C}$  es:

$$U_{ca(-1.5^{\circ}\text{C})} = (1 - 26.5^{\circ}\text{C} \cdot \Delta U / 100) \cdot U_{ca(STC)} = (1 - 26.5^{\circ}\text{C} \cdot -0.31 / 100) \cdot 29.93$$

$$U_{ca(-1.5^{\circ}\text{C})} = 32.38\text{V}$$

Con lo que el número máximo de módulos será igual a la tensión máxima de entrada al inversor entre la tensión a circuito abierto del módulo a  $-1.5^{\circ}\text{C}$ :

$$m_{smax} = \frac{600}{32.38}$$

$$m_{smax} = 18.52 \approx 19$$

#### Número mínimo de módulos en serie.

En este caso, la tensión mínima del módulo se obtiene con la siguiente expresión, a partir de los datos del módulo indicados en la hoja de características:

$$U_{ca(70^{\circ}\text{C})} = (1 + 45^{\circ}\text{C} \cdot \Delta U / 100) \cdot U_{mpp(STC)} = (1 + 45^{\circ}\text{C} \cdot -0.31 / 100) \cdot 23.34$$

$$U_{ca(70^{\circ}\text{C})} = 26.59\text{V}$$

Introduciendo este valor en la ecuación para calcular el mínimo número de módulos en serie, se obtiene:

$$m_{smin} = \frac{155}{26.59}$$

$$m_{smin} = 5.82 \approx 6$$

Se comprueba, por tanto, que la instalación se encuentra dimensionada dentro del intervalo admisible de módulos:

$$m_{smin} \leq m \leq m_{smax}$$

$$6 < 9 < 19$$

#### Número de módulos en paralelo.

Dado el intervalo de módulos en serie:

$$6 \leq m_s \leq 19$$

Se escoge la siguiente distribución de módulos en paralelo

$$W_{psi} \cdot m_s = 185 \cdot 9 = 1665$$

$$m_p = \frac{W_p}{W_{ps}} = \frac{1665}{1665}$$

$$m_p = 1$$

Por último, se calcula la corriente de cortocircuito del string

$$I_{INV} \geq m_p \cdot I_{ccp} \geq 1 \cdot 8.58$$

$$I_{INV} \geq 8.58A$$

La siguiente tabla muestra un resumen de la instalación del sistema fotovoltaico.

Tabla 29: Sistema fotovoltaico. Fuente propia.

Sistema fotovoltaico	
Potencia pico instalada	1665W
Número de Strings	1
Número de módulos por String	9
Potencia de salida del inversor	1600W

### 3.12.2.4 Sistema de generación eólica.

#### Datos de partida.

La tabla muestra los valores representativos del viento a 80 metros de altura para cada una de las estaciones:

Tabla 30: Valores representativos del viento a 80 metros. Fuente IDAE

	Invierno	Primavera	Verano	Otoño
Velocidad media m/s	5.08	4.18	3.8	4.53
Weibull C m/s	5.72	4.85	4.2	5.22
Weibull K	1.881	2.096	2.418	2.211

Además de las características de los vientos de la región, a continuación se muestran otras variables de partida necesarias para el diseño del aerogenerador:

*Elevación municipio: 1075 metros*

*Rugosidad de la zona de instalación: 0.1*

*Densidad del aire sobre el nivel del mar: 1.21Kg/m<sup>3</sup> a 15 °C*

*Altura del molino: 22 metros (Torre 18 metros, molino 4 metros)*

#### Cálculo de la velocidad media a la altura del molino.

En primer lugar, se obtiene el valor de la velocidad para la altura del aerogenerador:

$$v_{22} = v_{80} \frac{\ln\left(\frac{z'}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} = 3.8 \frac{\ln\left(\frac{22}{0.1}\right)}{\ln\left(\frac{80}{0.1}\right)}$$

$$v_{22} = 3.06 \text{ m/s}$$

Potencia teórica del generador.

Para calcularla, se necesita la densidad del aire de la zona de la instalación.

Siendo:

$$\alpha = 0.99 (\text{Factor de corrección debido a la temperatura})$$

$$\beta = 0.9 (\text{Factor de corrección debido a la altura})$$

$$\rho = 1.21 \cdot \alpha \cdot \beta = 1.21 \cdot 0.99 \cdot 0.9$$

$$\rho = 1.07 \text{ Kg/m}^3$$

A continuación se calcula la potencia eólica en función del diámetro de las palas:

$$P = \frac{1}{2} \rho \frac{\pi D^2}{4} v^3$$

Atendiendo a diámetros normalizados obtenidos de distintos fabricantes, se puede comprobar la potencia generada para la velocidad media de la región:

Tabla 31: Diámetros normalizados aerogeneradores. Fuentes varias.

Diámetro [m]	Potencia [W]
1	11
1.75	45
3.2	116
4.1	191

Una vez obtenida la potencia eólica se procede a calcular la potencia teórica extraída.

$$P_{extraida} = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Para un límite teórico de Benz  $C_p = 0.59$ :

Tabla 32: Potencia en función del diámetro del aerogenerador. Fuente propia.

Diámetro [m]	Potencia [W]
1	7
1.75	27
3.2	69
4.1	113

Por último, se calcula la potencia eléctrica extraída.

$$P_{electrica} = \eta_{aero} \cdot P_{extraida}$$

Para un rendimiento del 90% según los fabricantes:

Tabla 33. Potencia eléctrica en función del diámetro del aerogenerador. Fuente propia

Diámetro [m]	Potencia [W]
1	6.39
1.75	25.56
3.2	62.10
4.1	101.70

En la tabla se observan los valores de la potencia eléctrica máxima que se generaría para una velocidad de 3.36m/s.

Dado que seleccionar el aerogenerador en función de la velocidad media de la región no es una buena metodología de diseño ya que las velocidades del viento no son constantes a lo largo del año, se procede a seleccionar el molino a partir la generación de energía para distintas velocidades.

Conocidos los diámetros definidos para distintos molinos, se procede al cálculo de la potencia teórica que generarán en función de la velocidad del viento. Para ello se aplica la ecuación de la potencia teórica aplicando el coeficiente de Benz:

$$P_{extraida} = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3$$

A continuación se muestra la representación gráfica de la potencia teórica en función de la velocidad del viento para cada uno de los diámetros.

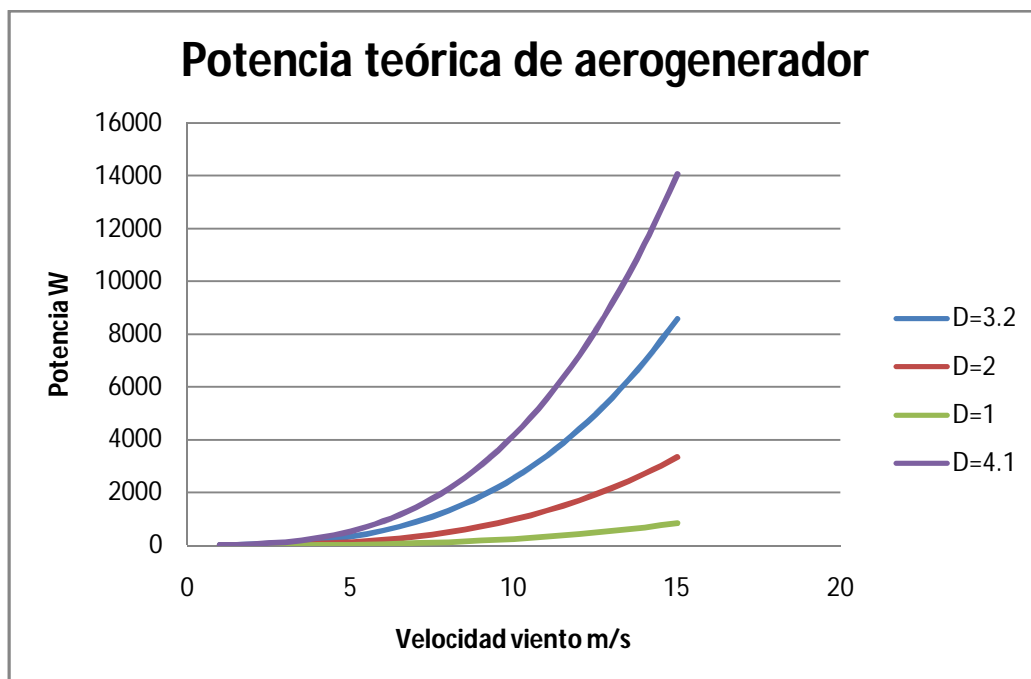


Figura 17: Potencia teórica del aerogenerador. Fuente propia.

### Selección del modelo de aerogenerador.

Como se puede observar en el gráfico anterior la potencia generada depende en gran medida de la velocidad del viento. Dado que a la velocidad media de la región, la demanda energética se cubriría con un molino con una potencia nominal alta, se seleccionará aquel que mejor se adapte a la demanda energético-económica.

Antes de elegir el aerogenerador se deben conseguir datos a cerca de un día de viento. Esto es importante ya que el molino es en este tipo de días en el que debe generar energía para autoabastecer la vivienda.

La siguiente tabla muestra los valores de la velocidad del viento en un día ventoso para un intervalo de horas.

*Tabla 34: Velocidad del viento horaria. Fuente AEMET*

Hora	Velocidad del viento m/s
11	4,1
12	4,9
13	5,2
14	7,1
15	6,1
16	7,2
17	6,9
18	6,2
19	4,8
20	5,2
21	3,8
22	2,6
23	0,9

Según las velocidades del viento obtenidas a través de la estación meteorológica de la región se puede ver que la velocidad del viento alcanza valores de hasta 7 m/s, con una velocidad media en el día de 4,6 m/s.

De acuerdo a valores tipo como los mostrados en la tabla, se procede a la selección del modelo de aerogenerador

### Modelo de aerogenerador.

Se selecciona el siguiente modelo de aerogenerador ya que para velocidades de viento como el día descrito en la tabla 33, cubre la demanda de energía.

Tabla 35: Parámetros aerogenerador Enair 30. Fuente Enair

Enair 30	
Características técnicas.	
Potencia nominal	1500W
Voltaje	24V/48V/220V
Viento para arrancar	2m/s
Velocidad nominal	10-12m/s
Diámetro	4.2metros

Dadas las características del molino, a partir de los coeficientes de potencia dados por el fabricante y aplicando la ecuación de la potencia extraída de un aerogenerador, se pueden obtener los valores de potencia generada.

$$P_{extraida} = \eta_g C_p \frac{1}{2} \rho A v^3$$

La siguiente tabla muestra los valores teóricos y empíricos de la potencia generada.

Tabla 36: Potencia teórica y empírica del aerogenerador. Fuente propia.

velocidad	P. teórica	P. empírica
1	4	2
2	31	16
3	106	61
4	252	135
5	492	288
6	850	572
7	1350	799
8	2015	1057
9	2869	1179
10	3936	1336
11	5239	1476
12	6801	1555
13	8647	1642
14	10800	1695
15	13283	1769

A continuación se muestra la curva de potencia teórica respecto de la empírica para los valores obtenidos en la tabla 35:

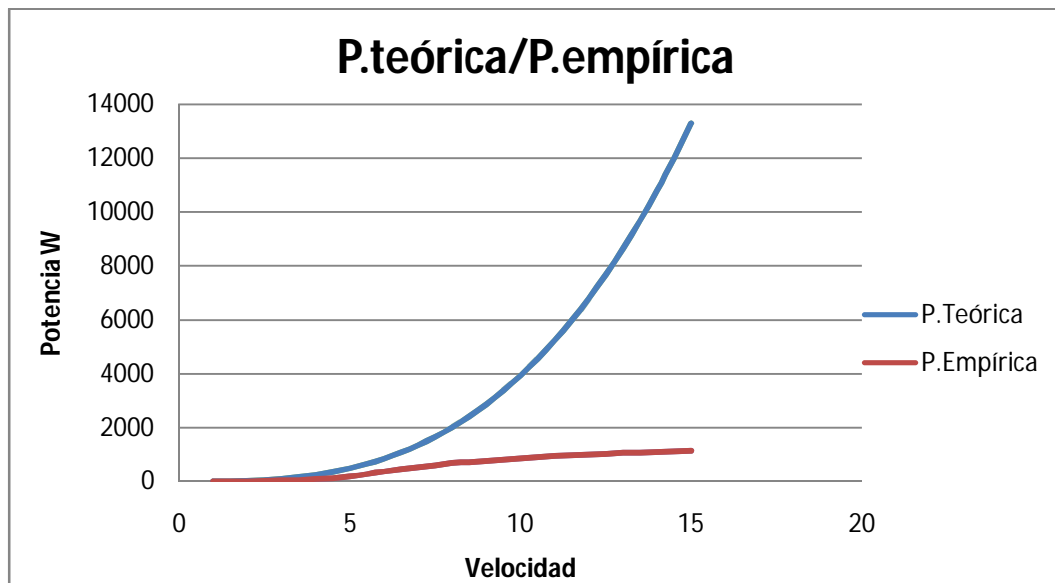


Figura 18: Potencia teórica y empírica del aerogenerador. Fuente propia.

Se puede observar la variación de la potencia en función de la velocidad del viento. Dado el consumo calculado de 5153Wh/día, se da que para que el aerogenerador cubra la demanda de energía, la velocidad mínima del viento debe estar entre 4 y 5m/s

#### Selección de regulador e inversor eólico.

Para la elección de estos equipos se hace referencia a la potencia instalada.

##### *Regulador.*

Se selecciona un regulador Windy Boy Protection Box 400 de SMA. Se suministra el conjunto de molino y regulador del mismo fabricante, pero, puesto que según el fabricante de los molinos sus aerogeneradores son compatibles con los equipos de SMA y que para instalaciones híbridas, la propia SMA aconseja el uso de su regulador, se opta por esta última opción.

Tabla 37: Parámetros regulador Windy Boy Protection Box 400. Fuente SMA

Windy Boy Protection Box 400	
<i>Conexión del generador</i>	
Cantidad	1xtrifasica
Tensión de Ca	3x0-500V
Corriente de CA	3x0-11.5A
Frecuencia del generador	0Hz-400Hz
Potencia nominal	1kW-3kW

##### *Inversor.*

Se selecciona un inversor Windy Boy 1700 fabricado por SMA ya que cumple con los criterios de potencia recomendada de acuerdo a las especificaciones del fabricante.



Tabla 38: Parámetros inversor Windy Boy 1700. Fuente SMA

Windy Boy 1700	
<i>Entrada CC</i>	
Potencia máxima de CC	1850W
Potencia anual recomendada para 2500/5000 horas de carga completa	1400/1300W
Tensión de entrada máxima/ tensión nominal de CC	400V/120V
Tensión en vacío mínima para la activación en modo turbina	120V
Rango de tensión del modo turbina	100V-400V
Corriente máxima de entrada	12.6A
<i>Salida CA</i>	
Potencia asignada (a 230V,50Hz)	1550W
Potencia aparente máxima	1700VA
Tensiones nominales de CA	220V, 230V, 240V
Rango de tensiones nominales	180V-265V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz, 60 Hz
Rango de frecuencia de CA	-4,5 Hz ... +4,5 Hz
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz / 230 V
Corriente máxima de salida	8.6A

### 3.12.3.5 Línea eléctrica.

Una vez seleccionados los distintos equipos que van a formar la instalación, se procede al diseño de las interconexiones eléctricas de los equipos entre ellos y con la vivienda.

La instalación consta de dos líneas principales: la línea eléctrica de corriente continua, que incluye las conexiones entre paneles fotovoltaicos y la de éstos con el inversor, la conexión de las baterías al inversor de aislada y la conexión entre el regulador y el inversor eólico. Además, existe la línea eléctrica de corriente alterna, formada por la conexión trifásica entre el aerogenerador y el regulador eólico y la línea monofásica desde la salida de los distintos inversores a la vivienda.

#### Sección de las líneas eléctricas de la instalación.

A continuación se dimensionan las secciones mínimas de los cables de cada una de las líneas eléctricas:

- Líneas eléctricas de corriente continua.

#### *Línea eléctrica de interconexión entre los paneles fotovoltaicos.*

La asociación de módulos en serie se realiza aprovechando las propias cajas de conexionado que incluyen los módulos en su parte posterior.

Los conductores serán de cobre y habrá que dimensionar su sección correctamente para evitar caídas de tensión y calentamientos por encima de los límites permisibles. Los cables de interconexiones de módulos deben estar protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV y condiciones ambientales de elevada temperatura.

De acuerdo a las especificaciones del fabricante, los cables deben tener una sección transversal mínima de 4 mm<sup>2</sup> y el aislamiento debe estar autorizado para la tensión de circuito abierto máxima admisible del sistema. Por tanto, no es necesario realizar los cálculos pertinentes para la sección de cable de interconexión entre módulos. Se considerará la longitud de la fila de módulos ya que la distancia que separa cada caja de conexión es la distancia de un módulo.

*Línea eléctrica de conexión entre los módulos y el inversor fotovoltaico.*

La unión entre los módulos que componen el string y el inversor se llevará a cabo mediante una línea eléctrica de corriente continua. En primer lugar hay que señalar que entre el string y el inversor se encontrará una caja de protecciones, cuyo diseño se expone posteriormente. Por tanto, el generador se unirá a la caja de protecciones y esta con el inversor. Se dimensiona el cable de ambos tramos para que exista homogeneidad en las secciones de los cables.

Teniendo en cuenta el criterio de intensidad máxima, aplicando tanto el factor de corrección por temperatura como por el soterramiento de la línea, la sección tiene que soportar una intensidad de:

$$I_{\max} = I_{\text{Gen}} \cdot 1.4 = 8.58 \cdot 1.4$$

$$I_{\max} = 12.012\text{A}$$

Una vez definida la intensidad, se procede a definir la distancia entre el generador y el inversor. El inversor se encuentra en el interior de la vivienda, en la parte trasera donde se encuentra el sótano. De acuerdo a la posición de los equipos, la longitud del cable es de 30 metros. Se debe conocer también la conductividad del cobre, de 56 m/Ω · mm<sup>2</sup>. Dada una tensión del generador de 210V en condiciones estándar de medida, se puede obtener la sección de cable mínima de acuerdo al criterio de máxima caída de tensión admisible teniendo en cuenta la intensidad según el criterio anterior.

$$S_r = \frac{2 \cdot L_r \cdot I_{\max}}{1\% \cdot U_{\text{PMP(STC)}} \cdot k} = \frac{2 \cdot 30 \cdot 12.012}{0.01 \cdot 210 \cdot 56}$$

$$S_r = 6.12\text{mm}^2$$

*Línea eléctrica de unión entre las baterías y el inversor de aislada.*

Las baterías y el inversor de aislada se encontrarán en el sótano de la vivienda, protegiendo ambos equipos de las condiciones de intemperie. Por tanto, la distancia entre los equipos es pequeña, considerándose esta de 1.5 metros. Siguiendo las recomendaciones tanto del fabricante de baterías como las del fabricante del inversor, se selecciona una sección de cable de 50mm<sup>2</sup>

*Línea eléctrica entre el regulador y el inversor eólico.*

Ambos componentes se encuentran en el sótano por lo que la distancia de ambos es reducida. Atendiendo a las especificaciones del fabricante, dado que ambos equipos son de SMA, se utiliza la sección de cable que recomiendan, siendo esta de 4mm<sup>2</sup>. Se

considera también la distancia máxima recomendada por el fabricante de 2 metros de longitud.

- Línea eléctrica de corriente alterna.

*Línea eléctrica entre el generador eólico y el regulador.*

El cálculo de la línea eléctrica entre el generador y el regulador se podría llevar a cabo de acuerdo a la explicación teórica del capítulo 3.11. Sin embargo, el fabricante de los molinos, en su manual, facilita la sección de cable que se debe instalar para el tipo de equipo y la configuración del mismo. De acuerdo a las especificaciones, se muestran las secciones en función de la longitud para el molino:

*Tabla 39: Secciones de cable recomendadas para el aerogenerador en función de la longitud. Fuente Enair*

Modelo	20-40metros	40-60metros	60-80metros	80-100metros
Enair30/ 220v	10mm <sup>2</sup>	10mm <sup>2</sup>	10mm <sup>2</sup>	16mm <sup>2</sup>

Por tanto, definiendo la longitud del cable, se obtendrá la sección del mismo. Dado que la distancia entre la conexión del aerogenerador y el regulador es de aproximadamente 50 metros, la sección de cables será de 10mm<sup>2</sup>.

*Línea eléctrica entre el regulador y la resistencia de carga.*

La unión entre ambos componentes se lleva a cabo de acuerdo a las especificaciones del fabricante del regulador. De acuerdo con esto, la sección máxima recomendada por el fabricante y, por tanto, la sección de cable a utilizar será de 6mm<sup>2</sup>. La longitud del cable será la máxima recomendada, en este caso 3 metros.

*Línea eléctrica principal de conexión de los inversores con la vivienda.*

Para definir la sección de cable de la línea de alterna en primer lugar se debe saber si se trata de una línea monofásica o trifásica. Dado que las características de la línea se diseñan para que sean iguales a la de la vivienda, la línea eléctrica será monofásica.

Para la obtención de la sección de cable se hace alusión a lo requerido por el inversor de aislada definido por el fabricante del mismo. La sección recomendada por el fabricante es de 16mm<sup>2</sup> como máximo, por tanto esta será la sección del cable en la parte alterna de la instalación.

Selección de los distintos cables.

*Línea de corriente continua*

La siguiente tabla muestra los distintos tramos de línea de corriente continua con sus respectivas secciones y las secciones de cable normalizadas según el REBT.

Tabla 40: Secciones de cable de la línea continua. Fuente propia.

Tramo	Sección	Sección normalizada
Interconexión de módulos FV	4mm <sup>2</sup>	4mm <sup>2</sup>
String-Inversor	6.12mm <sup>2</sup>	10mm <sup>2</sup>
Baterías-Gestor	50mm <sup>2</sup>	50mm <sup>2</sup>
Regulador eólico-Inversor	4mm <sup>2</sup>	4mm <sup>2</sup>

Definidas las secciones normalizadas de cada tramo se muestra a continuación la selección comercial de los distintos cables para cada tramo de línea.

#### Interconexión de módulos y String-Inversor

- Fabricante: Prysmian
- Modelo: Tecsun (PV) (AS)
- Metal: Cobre electrolítico, estañado.
- Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
- Temperatura máxima en el conductor: 120°C (20.000h), 90 °C (30 años).250°C en cortocircuito (máximo 5s)
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Aislamiento: HEPR 120°C similar a IEC 60502-1 (etileno-propileno de alto módulo)
- Cubierta: EVA 120°C (Etileno Acetato de Vinilo)

#### Baterías-Gestor y Regulador-Inversor eólico.

- Fabricante: Prysmian
- Modelo: Afumex 1000 V (AS)
- Metal: Cobre electrolítico recocido.
- Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
- Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio permanente, 250°C en cortocircuito.
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Aislamiento: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.
- Cubierta: Mezcla Especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.

#### *Línea de corriente alterna.*

La siguiente tabla muestra los distintos tramos de línea de corriente alterna con sus respectivas secciones y las secciones de cable normalizadas según el REBT.

Tabla 41: Secciones de cable de la línea alterna. Fuente propia.

Tramo	Sección	Sección normalizada
Molino-Regulador	10mm <sup>2</sup>	3x10mm <sup>2</sup>
Regulador eólico-Resistencia	6mm <sup>2</sup>	3x6mm <sup>2</sup>
Inversores-Vivienda	16mm <sup>2</sup>	16mm <sup>2</sup>

Definidas las secciones normalizadas de cada tramo se muestra a continuación la selección comercial de los distintos cables para cada tramo de línea.

#### Molino-Regulador y Regulador-Resistencia de carga.

- Fabricante: Prysmian
- Modelo: Afumex 1000 V (AS)
- Metal: Cobre electrolítico recocido.
- Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
- Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio permanente, 250°C en cortocircuito.
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Aislamiento: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.
- Cubierta: Mezcla Especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.

#### Inversores-Vivienda

- Fabricante: Prysmian
- Modelo: Afumex 1000 V (AS)
- Metal: Cobre electrolítico recocido.
- Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.
- Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio permanente, 250°C en cortocircuito.
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Aislamiento: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.
- Cubierta: Mezcla especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.

#### Conexión de cables a los distintos equipos.

- Interconexión de módulos FV.

Para la conexión de módulos entre sí se usa un sistema de conexión llamado Multicontact MC4, tipo de conexión que presentan los módulos según el fabricante. Este sistema permite unir los módulos a través de unas piezas macho/hembra que encajan perfectamente unas con otras. Este sistema conlleva una mayor facilidad de instalación y un mayor grado de seguridad.

- Conexión de Baterías.

La conexión de las baterías de acuerdo a la especificación del fabricante se lleva a cabo con bornes monoblock de métrica M10

- Conexión resto de componentes.

Para la conexión del resto de componentes, estos es, el aerogenerador con el regulador y este con su inversor, el generador FV con su inversor, las baterías con el inversor de aislada y los inversores con la línea eléctrica de la vivienda, se utilizan las conexiones suministradas por los fabricantes de los propios equipos y especificadas en los manuales de los mismos.

### 3.12.3.6 Protecciones.

A continuación se muestran las diferentes protecciones que formarán parte de la instalación para cumplir con los distintos criterios de protección de acuerdo al REBT.

- Puesta a tierra.

Se conectan a tierra todas las tomas de corriente y partes metálicas de la instalación, como son las estructuras y marcos de los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador (este último presentará una conexión a tierra independiente del resto, tal y como prescribe la ITC-40), mediante conductor aislado y sección igual a los conductores activos, en cada uno de los casos, siempre con una sección mínima de 2,5 mm<sup>2</sup>.

Para la protección contra contactos indirectos, de acuerdo a la ITC-18, la sección mínima para el cableado de fase de secciones mayores de 35mm<sup>2</sup>, será la mitad de la sección máxima de cable. Puesto que la sección máxima es de 50mm<sup>2</sup>, la sección de puesta a tierra es de 25mm<sup>2</sup>.

El sistema de tomas de tierra está formado por picas que se introducen en el suelo.

El anillo de puesta a tierra está realizado en cable de cobre de 25 mm<sup>2</sup> de sección.

- Protección contra contactos directos.

Para este fin, se instalará una valla protectora a lo largo del perímetro de los módulos fotovoltaicos así como el generador. Se tendrá en cuenta la distancia mínima de separación para que estas no generen sombras en los módulos que perturben la generación de energía.

Toda la línea eléctrica del exterior de la vivienda se encontrará enterrada y debidamente dimensionada de acuerdo al REBT. La línea eléctrica del interior de la vivienda se encontrará protegida por medio de canaletas con un grado de protección mínimo de clase I que prevengan del contacto directo con las mismas. Los equipos eléctricos del interior de la vivienda se encontrarán aislados para que su manipulación sólo pueda llevarse a cabo por personas autorizadas.

- Protección de la instalación fotovoltaica

Estas protecciones se instalan entre el string y el inversor, es decir, en la parte de corriente continua de la instalación.

*Parte continua de la instalación.*

A continuación se definen los distintos elementos que forman parte de la línea continua de la parte fotovoltaica de la instalación.

Dados los componentes que se van a instalar, el fabricante de los mismos, ABB, proporciona modelos de cajas de protección para módulos fotovoltaicos. El cuadro de campo c.c. para protección y seccionamiento de un string Caja serie Europa 16A 500V dispone de las protecciones que se señalan a continuación:

- Descargadores de sobretensión. Protege los módulos de las posibles sobretensiones como consecuencia de las descargas atmosféricas, conmutaciones de redes y defectos en las mismas. El dispositivo instalado en la caja es:

Descargador OVR PV 40-600

- Seccionador con fusible. Se coloca uno para cada polaridad (uno para el positivo y otro para el negativo) para el string. Permite la protección contra cortocircuitos.

Para el dimensionado de los fusibles se calcula la intensidad de los mismos a partir de:

$$I_n = 1.4 \cdot I_{CC} = 1.27 \cdot 8.58$$

$$I_n = 12.012A$$

La caja cuenta con la base portafusibles seccionadoras E 90 PV a la que se le incluyen los fusibles cilíndricos E9F PV que cumplan con las propiedades calculadas.

- Dispositivos de aislamiento: Permite la desconexión de la fuente de energía si se produce un fallo o, con más frecuencia, cuando deben efectuarse operaciones de mantenimiento.

La caja incluye el siguiente seccionador:

Seccionador OT 16 F4 N2

#### - Protección de la instalación eólica.

*Protecciones antes de la entrada del inversor.*

Antes de la entrada del inversor se encuentran las siguientes protecciones:

- Protección contra sobretensiones: La protección contra las sobretensiones viene dada a partir de la combinación de la Windy Boy Protection Box, que como se definió anteriormente cumple también la función de regulador, y una resistencia de carga.

La resistencia de carga debe cumplir las siguientes especificaciones según el fabricante de la caja de protección:

Tensión nominal de CC 400V

Valor de la resistencia a una temperatura de 25°C de 30 ohmios.

Valor de la resistencia a una temperatura de 40°C de 42 ohmios.  
Potencia nominal en continua de 3000 vatios.

- Interruptor fusible: se coloca un interruptor fusible tripolar para proteger la instalación y permitir el mantenimiento de la misma.

La intensidad nominal de las protecciones se obtiene en función de la sección de cable a partir de la siguiente expresión:

$$I = \frac{S \cdot k \cdot U \cdot 1.5\%}{\sqrt{3} \cdot L \cdot \cos \varphi}$$

Suponiendo un factor de potencia de valor 1, una caída de tensión de 1% en función de lo expuesto en el REBT, una longitud aproximada del cable de 50 metros, y una tensión de 500V, ya que es la máxima tensión de corriente de entrada al regulador, para la sección de cable definida, se obtiene una intensidad de:

$$I = \frac{10 \cdot 56 \cdot 500 \cdot 1\%}{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 1}$$

$$I = 48A$$

Para esta intensidad nominal se selecciona la siguiente protección:

Interruptor fusible OS63GD22N1P (fabricante ABB)

- Protecciones de las baterías.

- Protección contra sobreintensidades: De acuerdo con el pliego de condiciones de la IDAE, se debe colocar una protección entre las baterías y el inversor para evitar cortocircuitos en las mismas. Esta protección se lleva a cabo mediante un fusible con su correspondiente portafusibles.

El dispositivo de protección seleccionado, fabricado por SMA, al igual que el inversor de aislada, es:

Caja de fusibles para batería con fusible: BatFuse-A.01 NH0 (SMA)

De acuerdo al manual de instalación del inversor de aislada, el fusible, suministrado con la caja, tiene una intensidad nominal de 160A.

- Protección línea alterna.

La línea eléctrica de corriente alterna contará con las siguientes protecciones:

- Protección frente a sobreintensidades: Se lleva a cabo a partir de un interruptor automático magnetotérmico. Además, este interruptor permite la desconexión manual de la instalación respecto de la línea eléctrica de la vivienda para la realización de operaciones de mantenimiento. Para la selección de esta protección se tiene en cuenta la intensidad de salida asignada al inversor aislado,



a partir del cual se ha seleccionado la dimensión del cable. La curva de disparo de estos dispositivos para una vivienda debe corresponder a la curva C utilizada en la protección típica de espacios residenciales.

Dada una intensidad nominal de:

$$I_n = 20A$$

Se ha seleccionado el siguiente interruptor:

S 202-C 25 (Fabricado por ABB).

- Protecciones frente al contacto directo: se lleva a cabo a partir de un diferencial de una sensibilidad de 300mA para evitar el fallo del magnetotérmico de la caja de protección de la vivienda.

Para la elección del diferencial, por tanto, se tendrá:

- Número de polos: 2, ya que se trata de un sistema monofásico.
- Intensidad nominal: 40A, ya que para que el interruptor automático funcione correctamente, el diferencial debe tener una intensidad superior.
- Sensibilidad: 300mA.

El diferencial instalado es: F202 AC-40/0.03 (Fabricado por ABB).

- Protecciones incluidas en los equipos.

Además de las protecciones instaladas, todos los inversores presentan en su interior distintas protecciones contra los fenómenos señalados.

### **3.12.3.7 Estructuras de soporte de los generadores.**

#### Estructuras de soportes del generador fotovoltaico.

Cada módulo fotovoltaico se encuentra sobre una estructura fija apoyada en el suelo de la parcela de la vivienda. Esta estructura se encontrará orientada según los ángulos definidos en el diseño de la instalación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de los módulos fotovoltaicos permiten las dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos. La sujeción del módulo fotovoltaico se realiza siguiendo las indicaciones del fabricante, de modo que no se produzcan flexiones superiores a las admitidas.

Para la instalación se han seleccionado unas estructuras Conergy SolarFamulus. Se eligen estas estructuras por la flexibilidad que presentan, tanto en la inclinación como en la longitud de la misma.

La estructura permite la instalación de hasta 12 metros de largo en módulos fotovoltaicos dispuestos verticalmente, por lo que cubre la longitud de los módulos a instalar. Además, presenta la posibilidad de orientarlo en función de tres ángulos distintos, entre ellos, 30

grados, que coincide con el ángulo de inclinación calculado. Es por todo ello por lo que se considera una elección válida para la instalación.

El fabricante de las estructuras realiza estas a medida en función de las dimensiones de la instalación, adaptándose así perfectamente a las dimensiones de los módulos y haciendo que su instalación sea una tarea sencilla

#### Estructura de soporte del molino eólico.

Se va a instalar una torre sobre la que se encuentra el aerogenerador. El tipo de torre que se va a instalar es una celosía. Se ha seleccionado este tipo de torre debido a que ofrece las siguientes ventajas:

- Bajo coste, gran efectividad y facilidad de montaje.

La instalación de la torre se lleva a cabo sobre una superficie ya cimentada por lo que no es necesario el realizar cálculos acerca de la misma, ya que se realizó para tal fin paralelamente a este proyecto.

La torre se suministra conjuntamente con el molino eólico y es fabricada por la misma empresa, es decir, Enair.

### **3.12.4 Análisis energético.**

Una vez dimensionada la instalación, se procede a comprobar el rendimiento teórico de la misma a partir de un análisis energético.

#### **3.12.4.1 Análisis energético de la parte fotovoltaica de la instalación a partir del software PVSYST.**

En primer lugar, a partir del software PVSYST se lleva a cabo un análisis energético de la parte fotovoltaica de la instalación. El programa tiene la posibilidad de llevar a cabo el estudio de instalaciones aisladas, pero la configuración no se corresponde con la instalación proyectada.

El sistema correspondiente a la configuración aislada del PVSYST representa una instalación tradicional fotovoltaica y no una instalación a partir de un gestor de energía, la cual corresponde a la instalación llevada a cabo en la vivienda

Dada la configuración del sistema instalado, este análisis se llevará a cabo dentro del software como si se tratase de una instalación conectada a red ya que esta configuración es la misma que la que se ha proyectado en la instalación.

Los resultados obtenidos a partir de este análisis muestran la energía que se vuelca a la red eléctrica del sistema. Esta energía cubrirá el consumo de la vivienda teniendo en cuenta la limitación de potencia del inversor instalado, y el excedente de energía lo volcará a las baterías.

### Producción mensual normalizada.

En la gráfica se representan las producciones normalizadas de energía por kWp instalado. Como en cualquier otro sistema fotovoltaico, en los meses de verano es cuando mayor producción de energía existe, debido a que el sol está más alto y por ello hay más horas de sol al día. El aumento de generación durante estos meses también implica un aumento de pérdidas debidas a la temperatura tanto en el inversor como en los módulos fotovoltaicos.

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1665 Wp

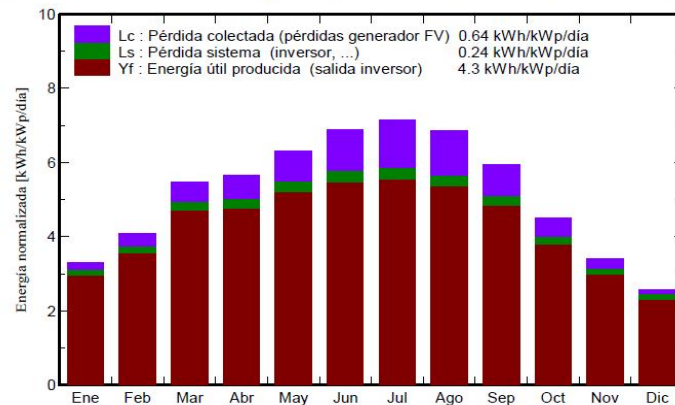


Figura 19: Producción mensual normalizada. Fuente PVSYST.

### Diagrama de pérdidas

En el siguiente gráfico se muestran las pérdidas de energía durante todo el año que se dan en el sistema debido a diferentes factores como: pérdidas por sombras, pérdidas por temperatura, pérdidas por conversión...

Se obtiene el valor de energía final a la salida del inversor a partir de la irradiación total que incide en el sistema.

Diagrama de pérdida para "Nueva variante de simulación" - año

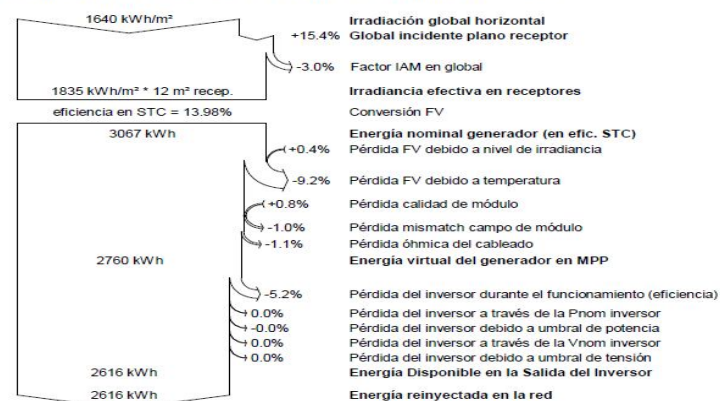


Figura 20: Diagrama de pérdidas. Fuente PVSYST

### Producción normalizada y factores de pérdidas

En la siguiente gráfica se muestra los porcentajes de energía generada y los porcentajes de pérdidas sobre el 100%. Se obtiene que del 100% de producción de energía a la salida del inversor se dispone de un 83 % de ésta. Las pérdidas derivadas del generador fotovoltaico corresponden al 12.4% mientras que las pérdidas del sistema al 4.6%

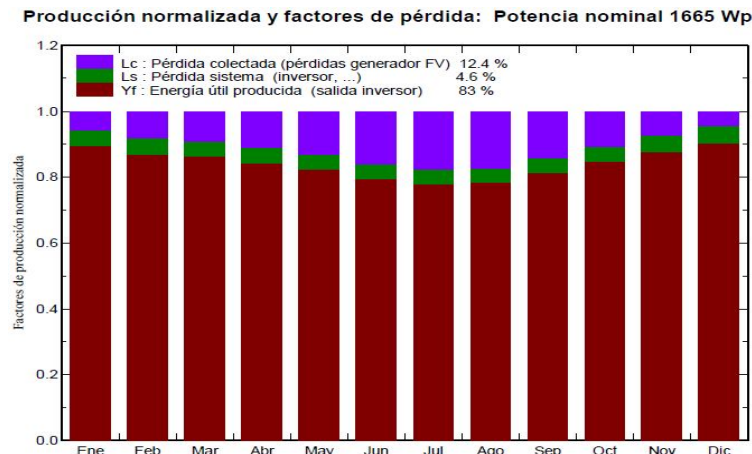


Figura 21: Producción normalizada y factores de pérdidas. Fuente PVSYST

### Performance Ratio

El valor medio del Performance Ratio es de un 83%, aunque se aprecia que en los meses de verano el valor es menor debido a las pérdidas por temperatura, que en esa época son mayores.

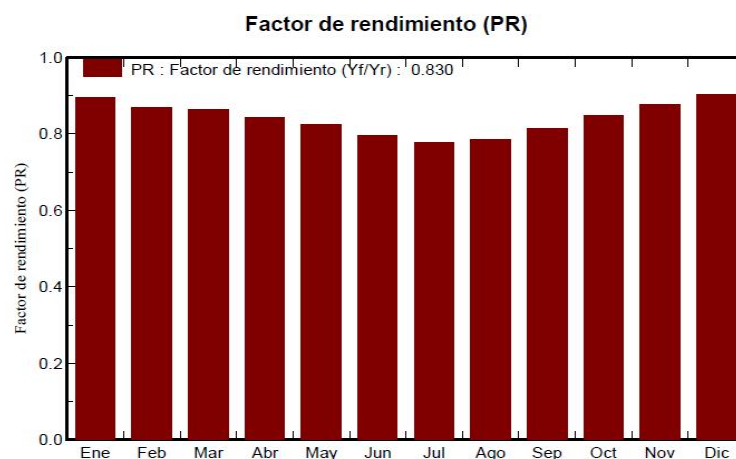


Figura 22: Performance Ratio. Fuente PVSYST

### 3.12.4.2 Análisis energético de la instalación completa.

En el punto anterior se han obtenido los resultados a partir de la implementación del sistema fotovoltaico en el software PVSYST. A continuación se muestra el análisis energético del sistema conjunto.

En este análisis se muestran cuatro situaciones tipo.

- Día de invierno con viento.
- Día de invierno sin viento.
- Día de verano con viento.
- Día de verano sin viento.

Se estudian estos días tipo ya que es en ellos en los que se da el rango de condiciones más amplio. Así, para un día de invierno sin viento, las condiciones de generación de energía son las más desfavorables ya que la radiación proveniente del sol es la más baja del año, y la energía proveniente del aerogenerador es nula. Asimismo, se estudia un día de invierno con viento para observar la influencia de la generación de energía a partir del molino en el balance de energía neto diario. En la situación contraria, se estudia un día de verano con viento, ya que serán las condiciones de máxima generación de energía. Se estudia también un día de verano sin viento para obtener la comparación energética en función de la energía eólica generada, al igual que en el día de invierno estudiado.

#### Obtención de los datos de radiación y vientos.

##### *Datos de radiación diaria.*

Para la obtención de los datos de radiación diaria se hace uso de la base de datos dada por el PVGIS, donde una de sus aplicaciones permite obtener la radiación diaria en intervalos de quince minutos. Para el balance de energía se dispondrán, como muestran las tablas 41 a 44, los datos para cada hora.

##### *Datos de viento diario.*

Los datos de viento diario se obtienen a partir de mediciones de años anteriores llevadas a cabo en la estación meteorológica del municipio de Molina de Aragón. Los datos suministrados muestran la velocidad del viento para intervalos de diez minutos, sin embargo, para el balance realizado se dispondrán únicamente los valores horarios, como muestran las tablas 41 a 44.

#### Obtención de la energía generada.

##### *Obtención de la energía eléctrica fotovoltaica generada.*

A partir de los valores de radiación obtenidos, se obtendrá una aproximación válida de la energía generada a partir de la siguiente expresión:

$$E_{FV} = W_p \cdot PR \cdot \frac{G_{\beta HORARIA}}{G_{STC}}$$

Donde:

$W_P$ : 1665W [Potencia pico instalada].

$PR$ : 0.79(verano), 0.89(invierno) Factor de rendimiento dado por el PVSYST.

$G_{\beta HORARIA}$ : Irradiancia horaria en el plano del módulo dada por el PVGIS.

$G_{STC}$ : 1000W/m<sup>2</sup> Irradiancia en condiciones estándar de medida.

*Obtención de la energía generada por el aerogenerador.*

A partir de los valores de la velocidad del viento obtenidos, se calcula la energía eléctrica generada a partir de:

$$P_{extraida} = \eta_g C_p \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Donde:

$\eta_g$ : 0.9 rendimiento del molino.

$C_p$  = Coeficientes de potencia del molino dados por el fabricante.

$\rho$ : Densidad del aire.

$A$ : Área barrida por el molino.

$v$ : Velocidad del viento.

Obtención de la energía consumida.

*Energía consumida por la vivienda.*

A partir del estudio de consumo llevado a cabo se han obtenido los perfiles de consumo para los días en los que se va a llevar a cabo el balance de energía, por tanto, se utilizarán estos valores para presentar la energía consumida en cada instante por la vivienda.

*Energía consumida por las baterías.*

A partir de un balance de energía entre la generada por los sistemas fotovoltaico y eólico y la consumida por los diferentes equipos de la vivienda, se obtiene la energía necesaria que debe suministrar la batería en cada momento. Por otra parte, se obtiene la energía que se suministra a las baterías cuando la demanda de consumo se cubre con los sistemas de generación y el excedente de energía generados por estos se utiliza para la recarga de las mismas.

La diferencia entre la energía consumida y generada cuando esta última sea mayor, será la energía que se vuelque en las baterías para la recarga de éstas.

### *Resultados del balance de energía.*

Definidos todas las variables que van a formar parte del balance, se procede a la obtención de los resultados. En las siguientes tablas y gráficas se pueden ver los resultados para los distintos casos.

Caso 1: Día de invierno con viento.

*Tabla 42: Análisis energético día de invierno con viento. Fuente propia.*

Hora	Radiación global incidente	Generación FV [W]	V. viento [m/s]	Generación eólica [W]	Consumo [W]	Baterías [W]	Balance baterías [Ah]
0	0	0	2,8	50	207	157	857
1	0	0	3,4	89	9	0	859
2	0	0	2,3	24	9	0	859
3	0	0	4	135	9	0	860
4	0	0	5	288	9	0	860
5	0	0	5,3	343	9	0	860
6	0	0	5,1	306	169	0	860
7	0	0	5,1	306	9	0	860
8	0	0	4	135	9	0	860
9	107	152	3,3	81	9	0	860
10	270	384	5,8	517	9	0	860
11	388	553	4,1	146	1382	684	846
12	463	659	4,9	271	2532	1601	813
13	492	701	5,2	324	238	0	829
14	475	676	7,1	834	1241	0	835
15	411	585	6,1	601	2302	1116	812
16	303	431	7,2	870	392	0	831
17	157	224	6,9	765	321	0	845
18	24	34	6,2	631	298	0	853
19	0	0	4,8	255	316	61	852
20	0	0	5,2	324	474	150	849
21	0	0	3,8	116	1241	1125	826
22	0	0	2,6	40	298	258	821
23	0	0	0,9	1	298	297	815



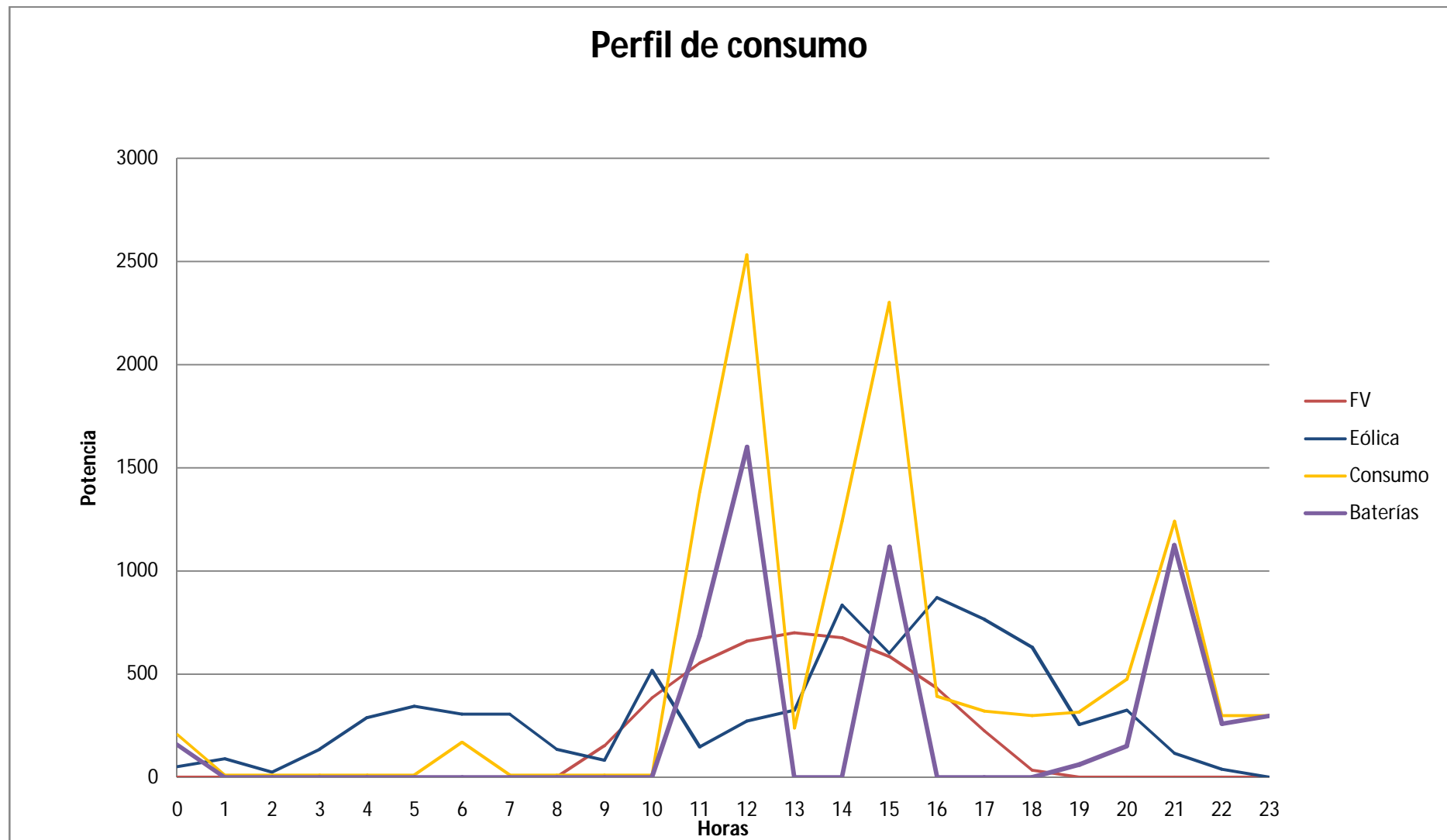


Figura 23: Perfil de consumo día de invierno con viento. Fuente propia

Caso 2: Día de invierno sin viento.

*Tabla 43: Análisis energético día de invierno sin viento. Fuente propia.*

Hora	Radiación global incidente	Generación FV[W]	V. viento [m/s]	Generación eólica [W]	Consumo [W]	Baterías [W]	Balance baterías [Ah]
0	0	0	0,3	0	207	207	855
1	0	0	0,3	0	9	9	855
2	0	0	0,9	0	9	9	855
3	0	0	0,4	0	9	9	855
4	0	0	0,6	0	9	9	854
5	0	0	0,1	0	9	9	854
6	0	0	0,1	0	169	169	850
7	0	0	0,4	0	9	9	850
8	0	0	0,3	0	9	9	849
9	107	152	0,4	0	9	0	852
10	270	384	0,8	0	9	0	860
11	388	553	0,6	0	1382	829	843
12	463	659	0,5	0	2532	1873	804
13	492	701	0,8	0	238	0	814
14	475	676	3,1	67	1241	497	804
15	411	585	4	135	2302	1581	771
16	303	431	3,1	67	392	0	773
17	157	224	2,5	35	321	62	772
18	24	34	1,8	0	298	264	766
19	0	0	0,5	0	316	316	759
20	0	0	1	0	474	474	749
21	0	0	0,8	0	1241	1241	723
22	0	0	0,7	0	298	298	717
23	0	0	0,6	0	298	298	711

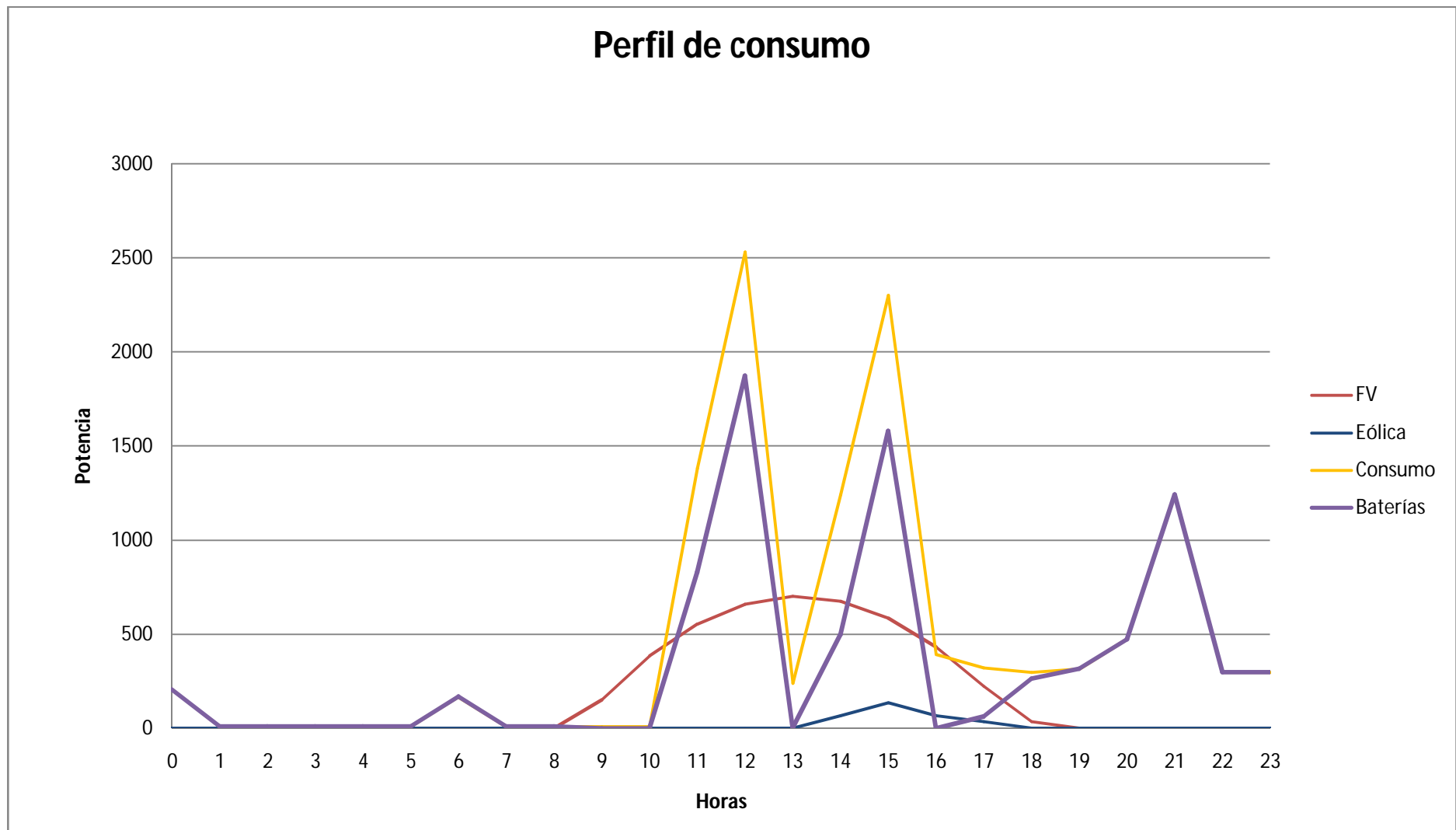


Figura 24: Perfil de consumo día de invierno sin viento. Fuente propia

Caso 3: Día de verano con viento.

*Tabla 44: Análisis energético día de verano con viento. Fuente propia.*

Hora	Radiación global incidente	Generación FV [W]	V. viento [m/s]	Generación eólica [W]	Consumo[W]	Baterías [W]	Balance baterías [Ah]
0	0	0	0,4	0	225	225	855
1	0	0	1	0	9	9	855
2	0	0	0,6	0	9	9	855
3	0	0	0,3	0	9	9	855
4	0	0	0,5	0	9	9	855
5	0	0	0,4	0	9	9	854
6	0	0	0,5	0	169	169	850
7	47	59	0,6	0	9	0	851
8	211	267	0,7	0	9	0	855
9	415	525	0,5	0	9	0	860
10	607	767	0,5	0	3682	2915	799
11	760	961	0,7	0	532	0	808
12	860	1087	2,8	50	9	0	831
13	899	1136	4,3	168	392	0	850
14	875	1106	4,4	180	1241	0	851
15	790	999	4,3	168	2302	1135	827
16	650	822	4	135	732	0	831
17	466	589	6,3	662	169	0	853
18	261	330	4,9	271	9	0	860
19	80	101	5,4	363	232	0	860
20	20	25	4,6	224	314	64	858
21	0	0	3,4	89	1401	1312	831
22	0	0	1,3	0	298	298	825
23	0	0	0,4	0	298	298	819

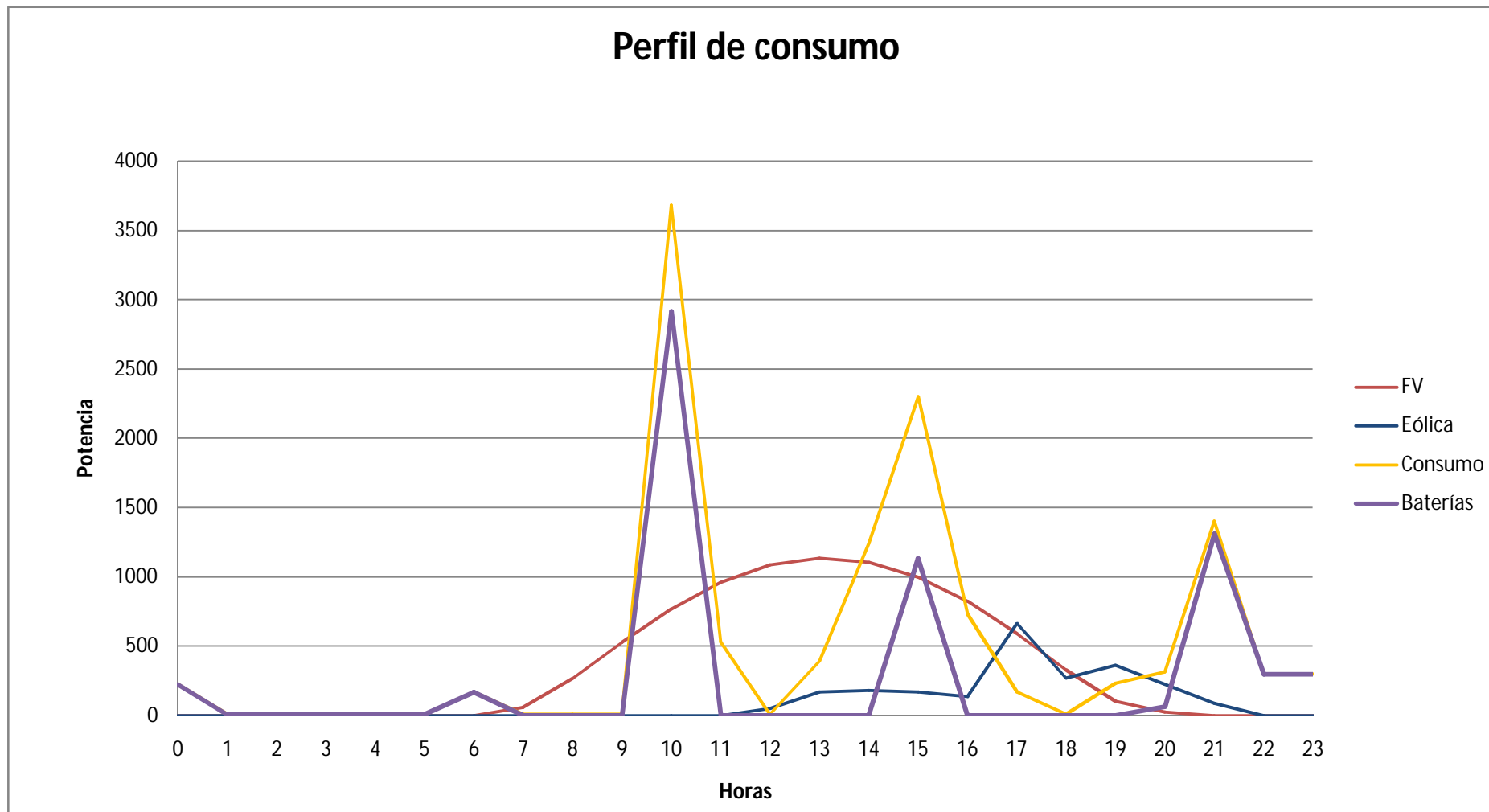


Figura 25: Perfil de consumo día de verano con viento. Fuente propia

Caso 4: Día de verano sin viento.

*Tabla 45: Análisis energético día de verano sin viento. Fuente propia.*

Hora	Radiación global incidente	Generación FV [W]	V. viento [m/s]	Generación eólica [W]	Consumo[W]	Baterías[W]	Balance baterías [Ah]
0	0	0	1	0	225	225	855
1	0	0	1,2	0	9	9	855
2	0	0	1	0	9	9	855
3	0	0	0,8	0	9	9	855
4	0	0	0,9	0	9	9	855
5	0	0	0,7	0	9	9	854
6	0	0	0,7	0	169	169	850
7	47	59	0,9	0	9	0	851
8	211	267	0,9	0	9	0	856
9	415	525	0,8	0	9	0	860
10	607	767	1,4	0	3682	2915	799
11	760	961	1	0	532	0	806
12	860	1087	1,6	0	9	0	830
13	899	1136	2	0	392	0	849
14	875	1106	1,9	0	1241	135	850
15	790	999	1,3	0	2302	1303	826
16	650	822	2,1	0	732	0	830
17	466	589	1,6	0	169	0	852
18	261	330	2	0	9	0	860
19	80	101	1,1	0	232	131	860
20	20	25	1,7	0	314	289	858
21	0	0	1,9	0	1401	1401	831
22	0	0	1,3	0	298	298	825
23	0	0	0,9	0	298	298	819

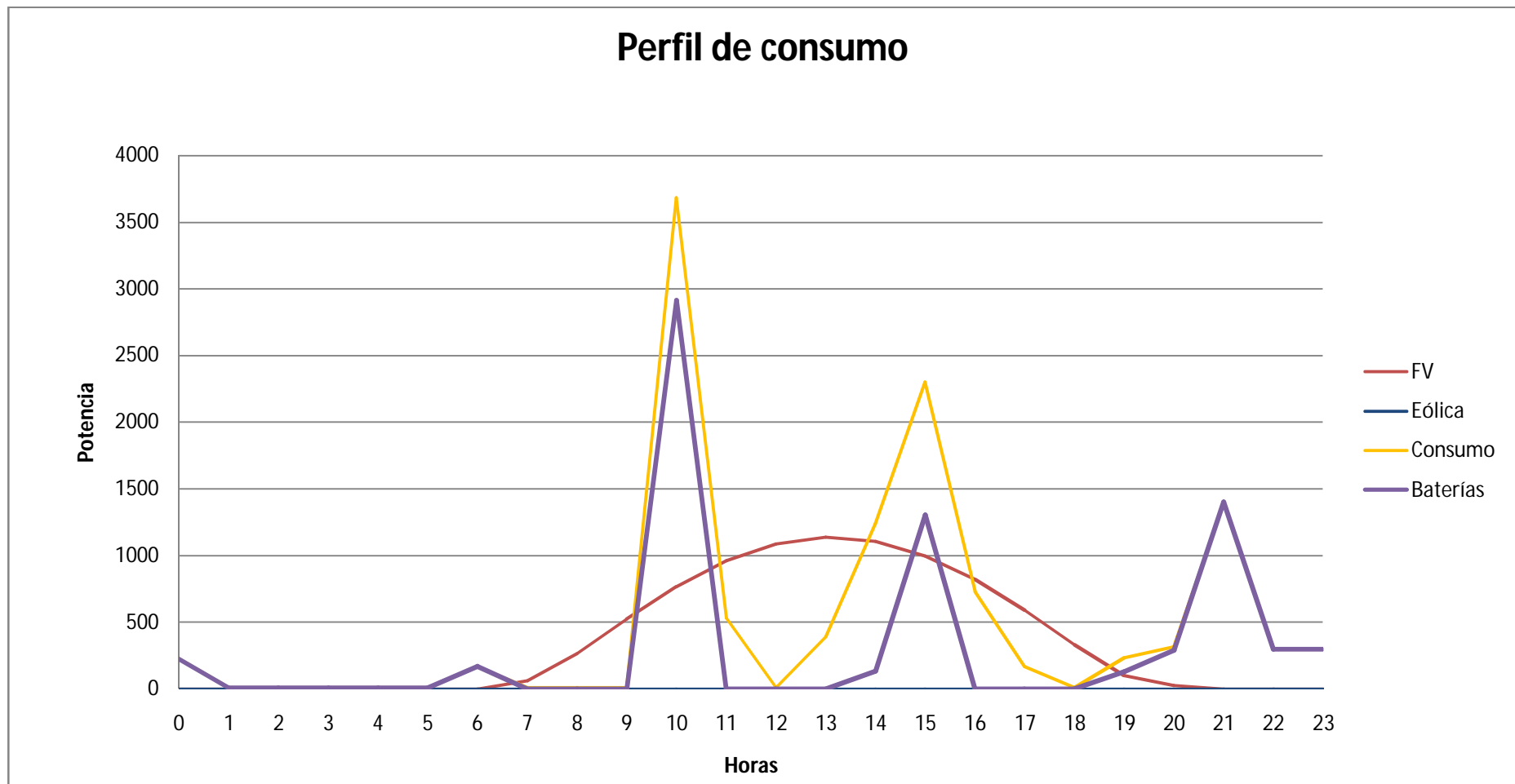


Figura 26: Perfil de consumo día de verano sin viento. Fuente propia



## **SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE**

Municipio de Molina de Aragón.

Pliego de Condiciones.

Autor: Carlos González Álvarez.  
Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz.

Fecha: Septiembre de 2013.



### **3.13 Objeto**

El objeto de este pliego es la presentación de las condiciones técnicas a partir de las cuales se debe regir la ejecución, el desarrollo, control y recepción de las obras relativas a la construcción de la instalación aislada. El ámbito de este Pliego se extiende a todos los sistemas que forman la instalación, así como a la obra civil necesaria para su construcción.

En todos los casos se debe aplicar la normativa en la que se basan estas instalaciones.

### **3.14 Documentos que definen las obras.**

Los documentos que definen las obras y serán entregados al contratista encargado de su ejecución son: Planos, Pliego de condiciones, Presupuesto y Memoria.

Cualquier cambio en la ejecución de la obra que suponga un cambio importante en la instalación, deberá ponerse en conocimiento del proyectista titulado para su aprobación. Este cambio deberá quedar patente en el Proyecto.

### **3.15 Componentes y materiales.**

La instalación debe garantizar la calidad del suministro eléctrico en todo momento. El funcionamiento de la instalación asegurará las condiciones de seguridad a partir de la normativa aplicable.

Toda la instalación debe presentar al menos un aislamiento eléctrico básico de clase 1 en lo que afecta a equipos (generadores, inversores, baterías y regulador) y materiales (conductores y protecciones)

Los materiales que se encuentren a la intemperie deben presentar protecciones contra los distintos agentes ambientales, prestando especial atención a la radiación solar y a la humedad. Se incluirán los equipos necesarios para salvaguardar en todo momento la integridad de personas y equipos que componen la instalación, protegiéndolos contra contactos directos e indirectos, sobretensiones y sobreintensidades.

Todos los equipos deben presentar su documentación en castellano, por motivos de seguridad.

#### **3.15.1 Módulos fotovoltaicos.**

Los módulos deben satisfacer las especificaciones de diseño detalladas en la norma UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, acreditando esto último por un certificado emitido por el propio laboratorio. Todo módulo presentará una etiqueta de características con la información básica del equipo así como el marcado CE.

La protección de los módulos dado que se encuentran a la intemperie debe ser IP65. Los marcos laterales, en caso de existir, serán de aluminio o acero inoxidable.

Los módulos que formen la instalación deben ser de un único fabricante, siendo del mismo modelo y con las mismas características de las células.

La tolerancia de los módulos para los valores de potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar de medida no superará un margen del  $\pm 5\%$  de los valores nominales del catálogo. El módulo no debe presentar ningún defecto de fábrica, y de ser así, este será rechazado.

La instalación presentará las debidas protecciones para cumplir los requisitos de seguridad, así como facilitar las labores de mantenimiento y reparación del generador. La estructura se conectará a tierra.

### **3.15.2 Aerogenerador.**

El aerogenerador debe cumplir las condiciones de diseño impuestas por la norma UNE-EN 61400-2:2006: Aerogeneradores. Parte 2: Requisitos de diseño para pequeños aerogeneradores. Asimismo debe presentar una placa de características certificando el marcado CE.

El material del aerogenerador debe cumplir con un grado de protección IP65. El aerogenerador debe presentar condiciones óptimas, de no ser así, se rechazará.

La instalación presentará las debidas protecciones para cumplir los requisitos de seguridad así como para facilitar las labores de mantenimiento y reparación del generador. La estructura se conectará a tierra.

### **3.15.3 Baterías.**

El conjunto de baterías debe cumplir con las normas de diseño señaladas en la norma IEC 60896: Baterías estacionarias de plomo-ácido o similar, debidamente certificadas por un laboratorio.

Deben presentar un sistema de mantenimiento periódico de acuerdo a las especificaciones del fabricante asegurando en todo momento la seguridad de la instalación y los propietarios.

Su instalación se debe realizar de acuerdo a los criterios expuestos en la norma UNE-EN 50272-2:2002 Requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías. Se deben cumplir todas las medidas de protección necesarias para prevenir peligros derivados de un mal funcionamiento del sistema.

### **3.15.4 Inversores.**

Estos equipos serán del tipo adecuado para instalaciones aislada. Las características de estos serán:

- Principio de funcionamiento: Fuente de corriente.
- Seguimiento del punto máximo de potencia.
- Funcionamiento off-grid, es decir, en modo isla del inversor de aislada.

Los inversores cumplirán con las directivas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética, presentando los pertinentes certificados. Contarán con protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Sobretensiones.
- Perturbaciones presentes en la red.

Los inversores presentarán los controles automáticos indispensables que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Incorporarán los siguientes controles manuales.

- Encendido y apagado general del inversor
- Conexión y desconexión del inversor al circuito de CA.

Las características del inversor serán:

- El autoconsumo en modo nocturno ha de ser inferior al 0.5% de su potencia nominal.
- El factor de potencia generada deberá ser superior a 0.95 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- El grado de protección mínimo debe ser IP20 al estar instalados en el interior. Si su instalación se realizase en el exterior, el grado de protección debe ser IP65.
- Estará garantizada su operación en las siguientes condiciones ambientales: temperatura entre 0 y 40°C y humedad relativa entre 0 y 85%.

### **3.15.5 Regulador.**

El regulador debe ser compatible con el aerogenerador que se instale. La instalación del regulador debe ser conjunta a la de una resistencia de carga para asegurar la protección frente a sobretensiones del sistema eólico.

Presentará las protecciones automáticas adecuadas para su manejo y supervisión de forma segura. Si se considera necesario, se instalarán protecciones manuales auxiliares.

El grado de protección debe ser como mínimo IP22 para instalaciones interiores, si se encontrase en el exterior junto al aerogenerador, el grado de protección debe ser IP65.

### **3.15.6 Línea eléctrica.**

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y sobreintensidades. La caída de tensión, en condiciones de trabajo, deberá ser menor al 1% tanto en el lado de la corriente continua como alterna.

La longitud de los cables debe ser la necesaria para no generar esfuerzos en los distintos elementos a los que se conecten. El cable será flexible y de la longitud adecuada.

Los cables cumplirán la normativa vigente de aislamiento y grado de protección. Los cables a la intemperie presentarán seguridad aumentada para estar diseñados de acuerdo a las condiciones ambientales que puedan darse.

El cableado estará adecuadamente etiquetado e identificado de acuerdo a los esquemas eléctricos presentados.

### **3.15.7 Protecciones.**

Toda la instalación cumplirá con las distintas protecciones señaladas en las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento electrotécnico de baja tensión. Por tanto, deben cumplir las siguientes instrucciones:

- ITC-BT-22 Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobreintensidades
- ITC-BT-23 Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra sobretensiones
- ITC-BT-24 Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos

Además de cumplir con estas instrucciones, todos los equipos instalados deberán presentar una correcta conexión a tierra de acuerdo a la siguiente instrucción técnica:

- ITC-BT-18 Instalaciones de puesta a tierra.

Las protecciones que se presentan en la memoria de cálculo podrán ser sustituidas por otros modelos, previo aviso para la comprobación del cumplimiento de las exigencias de protección y su debido cambio en la memoria.

## **3.16 Condiciones de ejecución de la instalación.**

### **3.16.1 Ejecución del trabajo.**

Durante el transcurso de las obras de instalación se deben realizar las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los distintos equipo, tales como generadores, inversores, regulador, línea eléctrica y protecciones.
- Comprobación de la calidad de las distintas estructuras de soporte así como de sus uniones.
- Verificación de la correcta orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos y la correcta orientación del aerogenerador.
- Comprobación de la instalación y estática en general.

### **3.16.2 Estructuras de fijación de los generadores.**

Es responsabilidad del instalador la correcta fijación de las estructuras de sujeción de los paneles así como del aerogenerador, su cálculo para asegurar el correcto funcionamiento de las mismas, así como su instalación.

### **3.16.3 Conexiones.**

Las conexiones que se realicen entre los distintos equipos por medio de los conductores, así como las propias uniones entre estos, deben realizarse mediante conectores adecuados que presenten un grado de protección IP adecuado para el ambiente en el que se realicen.

### **3.16.4 Protección del medio ambiente.**

En el proceso de instalación de los equipos se asegurará tanto el cumplimiento de las normas ambientales aplicables, como las medidas necesarias para la correcta gestión de los residuos generados. Esta gestión será correctamente llevada a cabo en su totalidad por el responsable de la obra de instalación.

Se tomarán, además, todas las medidas preventivas para respetar el medioambiente de la zona, protegiendo la fauna y la flora de la región. En caso de cometer alguna acción en detrimento del medioambiente, se tomarán las medidas necesarias para corregir esta situación.

## **3.17 Recepción y pruebas.**

El instalador entregará al propietario un dossier en el que conste toda la documentación necesaria para la puesta en marcha y mantenimiento de los distintos equipos. Este dossier presentará los manuales de mantenimiento en castellano.

Las pruebas a realizar por el instalador deben incluir:

- Primera puesta en marcha y comprobación del funcionamiento de la instalación.
- Prueba de funcionamiento de las distintas protecciones instaladas cumpliendo las medidas de seguridad.

## **3.18 Mantenimiento.**

### **3.18.1 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.**

Se realizará un contrato de mantenimiento por un periodo no inferior a tres años realizado por personal técnico cualificado.

El plan de mantenimiento debe incluir:

- Comprobación del correcto funcionamiento de los equipos.
- Revisión de la línea eléctrica.

- Comprobación del estado de los módulos fotovoltaicos.
- Revisión de las estructuras.
- Verificación del correcto funcionamiento de las protecciones.

### **3.18.2 Mantenimiento a realizar por el propietario.**

Además de las labores de mantenimiento llevadas a cabo por el personal técnico, el propietario debería llevar a cabo las siguientes consignas:

- Supervisión general de la instalación: Comprobación de que la instalación funciona correctamente. Para ello basta con observar si los inversores muestran algún mensaje de error.
- Limpieza: Eliminación de todo aquello que pueda provocar sombras en la parte de la instalación fotovoltaica así como una limpieza del aerogenerador.
- Comprobación visual de las estructuras: Observar si existe algún problema con la fijación de las distintas estructuras.
- Verificación de las medidas: un seguimiento de la energía generada permite detectar bajadas de la producción imprevistas, síntoma de mal funcionamiento de la instalación. Para poder llevar a cabo estas verificaciones sería necesaria la instalación de algún sistema de monitorización no contemplado en este proyecto.

## **3.19 Garantías.**

Todos los equipos suministrados así como la instalación, deben presentar garantías frente a defectos en la fabricación, instalación o elección de componentes de al menos tres años. No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación por fallos de funcionamiento si se aprecia que su origen procede de defectos de diseño, construcción, materiales o montaje.

El cumplimiento de la garantía para los equipos y la instalación será válido siempre y cuando la manipulación de estos por el propietario de la instalación no haya sido causa directa de los fallos provocados.

La garantía se concede a favor del comprador. Esto debe justificarse debidamente a partir del correspondiente certificado de garantía.

### **3.19.1 Anulación de la garantía.**

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, total o parcialmente, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.



## **SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE**

Municipio de Molina de Aragón.

Estudio de Seguridad y Salud.

Autor: Carlos González Álvarez.

Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz.

Fecha: Septiembre de 2013.

### **3.20 Objeto.**

El documento contiene el Estudio Básico de Seguridad y Salud para la realización de los trabajos correspondientes a la conexión de una instalación de producción de energía eléctrica de baja tensión a partir de energía eólica y fotovoltaica, situada en una vivienda del municipio de Molina de Aragón, Guadalajara.

### **3.21 Normas y referencias.**

Según el artículo 17 del Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, es obligatoria la inclusión del Estudio de Seguridad y Salud o del Estudio Básico de Seguridad y Salud en el proyecto de obra para poder visar dicho proyecto y también para la expedición de la licencia municipal y de otras autorizaciones y trámites por parte de las diferentes administraciones publicas.

Se deberá elaborar un Estudio de Seguridad y Salud si:

- El presupuesto de ejecución para contrata sea igual o superior a 451.000 euros.
- La duración de la obra sea superior a 30 días laborables y exista la presencia simultánea de más de 20 trabajadores en la obra.
- La suma de los días de trabajo del total de los trabajadores sea superior a 500.
- Se trata de obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

El resto de proyectos de obras no incluidos en las categorías mencionadas deben presentar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Este estudio básico deberá precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra. Se deben identificar los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas para ello.

#### **3.21.1 Disposiciones legales aplicables.**

Se debe cumplir la siguiente normativa:

- Ley 31/1995 de 8 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborables.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril, sobre Señalización de Seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de Mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de Enero, sobre Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el REBT



### **3.21.2 Condiciones para los medios de protección.**

Todos los elementos y equipos de protección tendrán que ser reemplazados por uno nuevo una vez se cumpla su vida útil.

Si por las condiciones de trabajo, un elemento o equipo de protección presenta un deterioro más rápido respecto a su vida útil, este debe ser reemplazado de forma inmediata.

El uso de un elemento o equipo de protección nunca supondrá un riesgo en sí mismo.

### **3.22 Características de la instalación.**

La obra objeto de este estudio contiene las distintas instalaciones eléctricas, obras y montajes asociados a la instalación de un sistema de generación de energía híbrida eólica y fotovoltaica aislada de baja tensión.

#### **3.22.1 Descripción de los procesos.**

Los procesos que se van a llevar a cabo en la obra son:

- Montaje de sistemas para la seguridad de los operarios.
- Montaje de las estructuras de los generadores.
- Montaje de los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador.
- Montaje del sistema de baterías.
- Instalación de los inversores y el regulador eólico.
- Tendido de las distintas líneas eléctricas.
- Conexiones de puesta a tierra.
- Instalación de los distintos cuadros de protección.
- Pruebas y puesta en marcha.

#### **3.22.2 Número máximo previsto de personal y duración de los trabajos.**

Se prevé un máximo de trabajadores simultáneos de 3 personas. La duración prevista para los trabajos es de diez días.

### **3.23 Definición de riesgos.**

A continuación se exponen los riesgos previsibles derivados de las actividades de ejecución previstas así como de la utilización de la distinta maquinaria para llevar a cabo la instalación.

#### **3.23.1 Riesgos generales.**

Incluyen todos aquellos riesgos a los que se ven expuestos la totalidad de los trabajadores. Estos riesgos son:

- Caída de objetos sobre las personas.
- Caída de personas a distinto nivel
- Caída de personas al mismo nivel.
- Proyección de partículas a los ojos.

- Heridas por manejo de materiales o herramientas.
- Daño causado por quedarse atrapado con objetos o maquinaria.
- Quemaduras por contactos térmicos.
- Exposición a descargas eléctricas.
- Atropello o golpe por vehículo en movimiento.

### **3.23.2 Riesgos específicos.**

Se hace referencia a los riesgos específicos de cada operario.

#### Albañilería y pintura.

- Mayor peligrosidad debido al aumento de posibilidades de sufrir caídas, de materiales o personas, a causa de la movilidad en el trabajo.
- Intoxicación por vapores.
- Salpicaduras, especialmente en los ojos, de productos irritantes.

#### Montajes electromecánicos de equipos y accesorios.

- Caída de materiales por una mala ejecución en las maniobras de elevación o acoplamiento de los mismos.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.

#### Máquinas fijas, portátiles, herramientas y cuadros eléctricos.

- Contacto eléctrico directo e indirecto.
- Cortes y erosiones
- Golpes o cortes por rebotes de las herramientas.
- Quemaduras.
- Lesiones por uso inadecuado, o malas condiciones de maquinas de corte.
- Proyección de partículas.

#### Medios de elevación y transporte.

- Caída de la carga por un mal anclaje.
- Golpes o aplastamientos
- Fallo de los elementos de elevación.
- Caída de personas en las operaciones de movimiento de equipos.

#### Andamios, plataformas y escaleras.

- Caída de personas a distinto nivel.
- Vuelco de los andamio por una mala fijación.
- Derrumbamiento de los andamios por un mal montaje.
- Vuelco o deslizamiento de una escalera.
- Caída de materiales.

#### Equipos de soldadura y corte

- Quemaduras.

- Incendios.
- Proyecciones.
- Abrasiones.

### **3.24 Medidas de protección y prevención.**

#### **3.24.1 Medidas preventivas de carácter general.**

Se deben adoptar las medidas de prevención que se señalan a continuación:

- Medidas generales de la obra presentadas por el constructor y las específicas del trabajo de instalación eléctrica prevista.
- Escaleras de mano, de tipo tijera.
- Plataformas de trabajo.
- El montaje de los equipos eléctricos será realizado por personal cualificado.
- Las herramientas a utilizar presentarán las debidas protecciones con material aislante.
- Todo el material debe presentar buen estado, si se detecta cualquier material con cierto deterioro, este debe sustituirse.
- Antes de conectar la instalación se realizará una inspección profunda para asegurar la correcta protección del conjunto.
- Cuando los trabajos que se estén realizando impliquen el levantamiento de polvo o la proyección de virutas, se utilizarán gafas de protección.
- Se dispondrá de un botiquín con el material especificado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

#### **3.24.2 Medidas preventivas personales.**

Se utilizarán las siguientes medidas de protección personal.

- Casco homologado para ser utilizado en obras.
- Botas aislantes de seguridad.
- Guantes aislantes.
- Indumentaria de trabajo.
- Herramientas aislantes.



## **SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE**

Municipio de Molina de Aragón.

Presupuesto.

Autor: Carlos González Álvarez.

Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz.

Fecha: Septiembre de 2013.

### 3.25 Presupuesto.

A continuación se expone el presupuesto de la obra para los equipos seleccionados. Téngase en cuenta que este presupuesto es orientativo, pudiendo variar tanto si el contratista de la instalación instalase los equipos del mismo fabricante con precios distintos como si instalase otros equipos. Estos cambios siempre deberán ser registrados.

Dentro de la mano de obra, contemplada en la tabla 46, se incluyen los costes de montaje e instalación de los distintos equipos y componentes eléctricos.

Las siguientes tablas muestran el presupuesto de la instalación. Se han dividido en cuatro secciones:

- Tabla 45: Presupuesto de los equipos.
- Tabla 46: Presupuesto del montaje de la instalación.
- Tabla 47: Presupuesto de las protecciones.
- Tabla 48: Presupuesto de la línea eléctrica.

Tabla 46: Presupuesto equipos. Fuente propia

	Equipos		
	Cantidad	Coste unitario [€]	Total [€]
Generadores			
Modulo FV	9	180	1620
Aerogenerador	1	5990	5990
Sistema de acumulación			
Batería	16	587	9385
Inversores			
Inversor Solar	1	1071	1071
Inversor Eólico	1	1273	1273
Inversor Aislada	1	4209	4209
Regulador			
Regulador Eólico	1	1200	1200
Estructuras			
Estructura FV	9	105	500
Torre aerogenerador	0	0	0
<b>TOTAL</b>			<b>25247</b>

Tabla 47: Presupuesto montaje. Fuente propia.

	Montaje		
	Coste horario[€]	Horas	Total [€]
Instalación			
Mano de obra	21	80	1680
Accesorios	0	0	500
<b>TOTAL</b>			<b>2180</b>

Tabla 48: Presupuesto línea eléctrica. Fuente propia

Línea eléctrica			
	Sección	Longitud [m]	Total [€]
CC			
Interconexión de módulos FV	4mm <sup>2</sup>	18	56
String-Inversor	10mm <sup>2</sup>	30	220
Baterías-Gestor	50mm <sup>2</sup>	3	26
Regulador eólico-Inversor	4mm <sup>2</sup>	4	12
CA			
Molino-Regulador	3x10mm <sup>2</sup>	50	851
Regulador eólico-Resistencia	3x6mm <sup>2</sup>	3	31
Inversores-Vivienda	10mm <sup>2</sup>	20	117
<b>TOTAL</b>			<b>1313</b>

Tabla 49: Presupuesto protecciones. Fuente propia.

Protecciones			
	Cantidad	Coste unitario [€]	Total [€]
CC			
Módulos FV			
Caja Europa	1	997	997
Baterías			
Batfuse	1	324	324
Molino			
Interruptor fusible	1	244	244
CA			
Diferencial magnetotérmico	1	164	164
Interruptor automático	1	60	60
Toma a tierra			
Material	1	200	200
Cable toma a tierra	1	800	800
<b>TOTAL</b>			<b>2789</b>

Por tanto, el presupuesto total de la instalación es de:

$$P_{TOTAL} = 25247 + 2180 + 1313 + 2789$$

$$P_{TOTAL} = 31529 \text{ €}$$



## **SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE**

Municipio de Molina de Aragón.

Planos.

Autor: Carlos González Álvarez.

Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz.

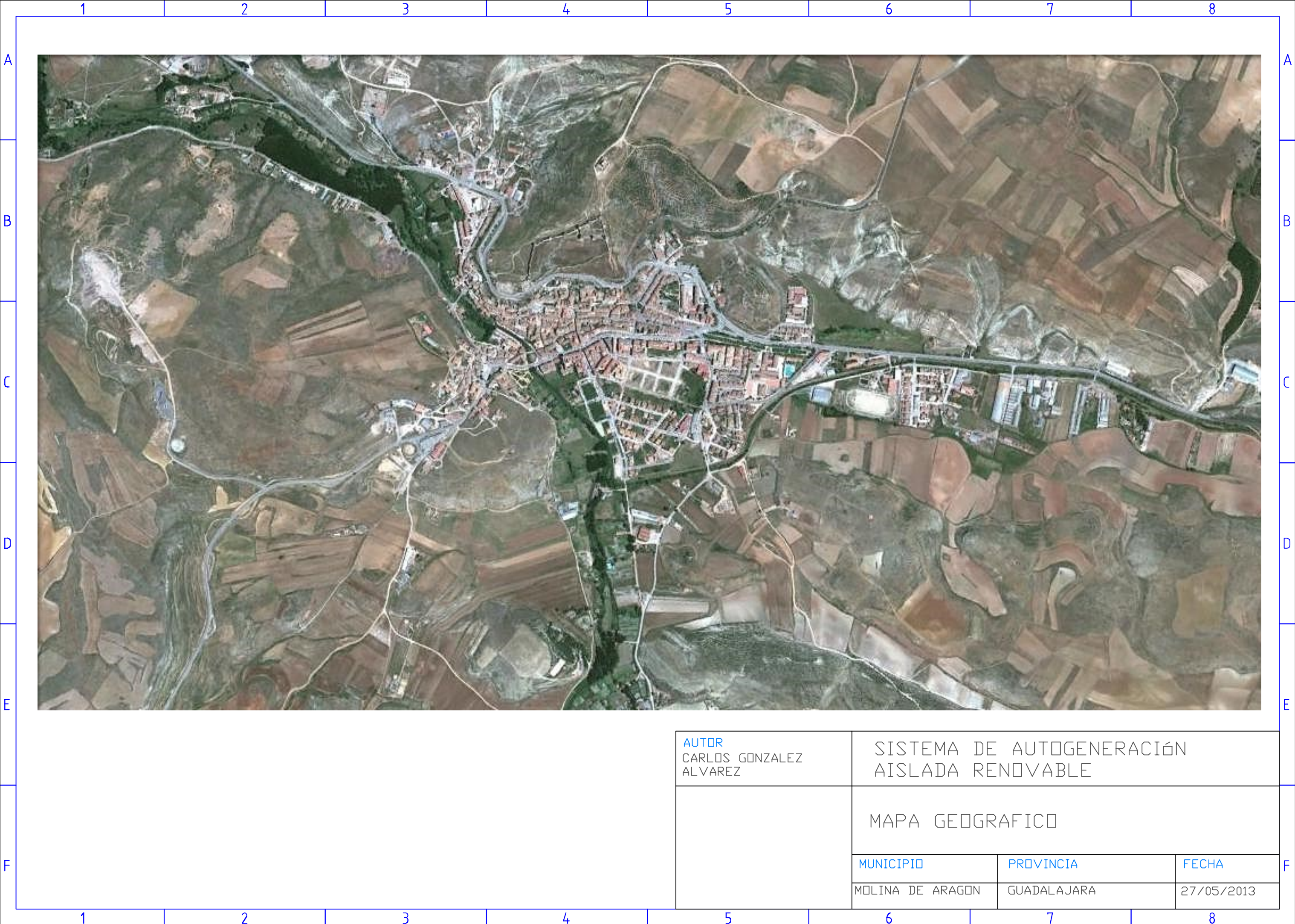
Fecha: Septiembre de 2013.

### **3.26 Planos.**

Las siguientes figuras muestran los planos relativos a la instalación. En esta sección se han incluido:

- Plano geográfico: en él se ofrece una vista aérea del municipio de Molina de Aragón.
- Plano de la situación de los generadores: en él se muestra la situación de los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador respecto de la vivienda.
- Plano unifilar de la instalación: en él se integran todos los componentes eléctricos que forman la instalación.





AUTOR  
CARLOS GONZALEZ  
ALVAREZ

SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN  
AISLADA RENOVABLE

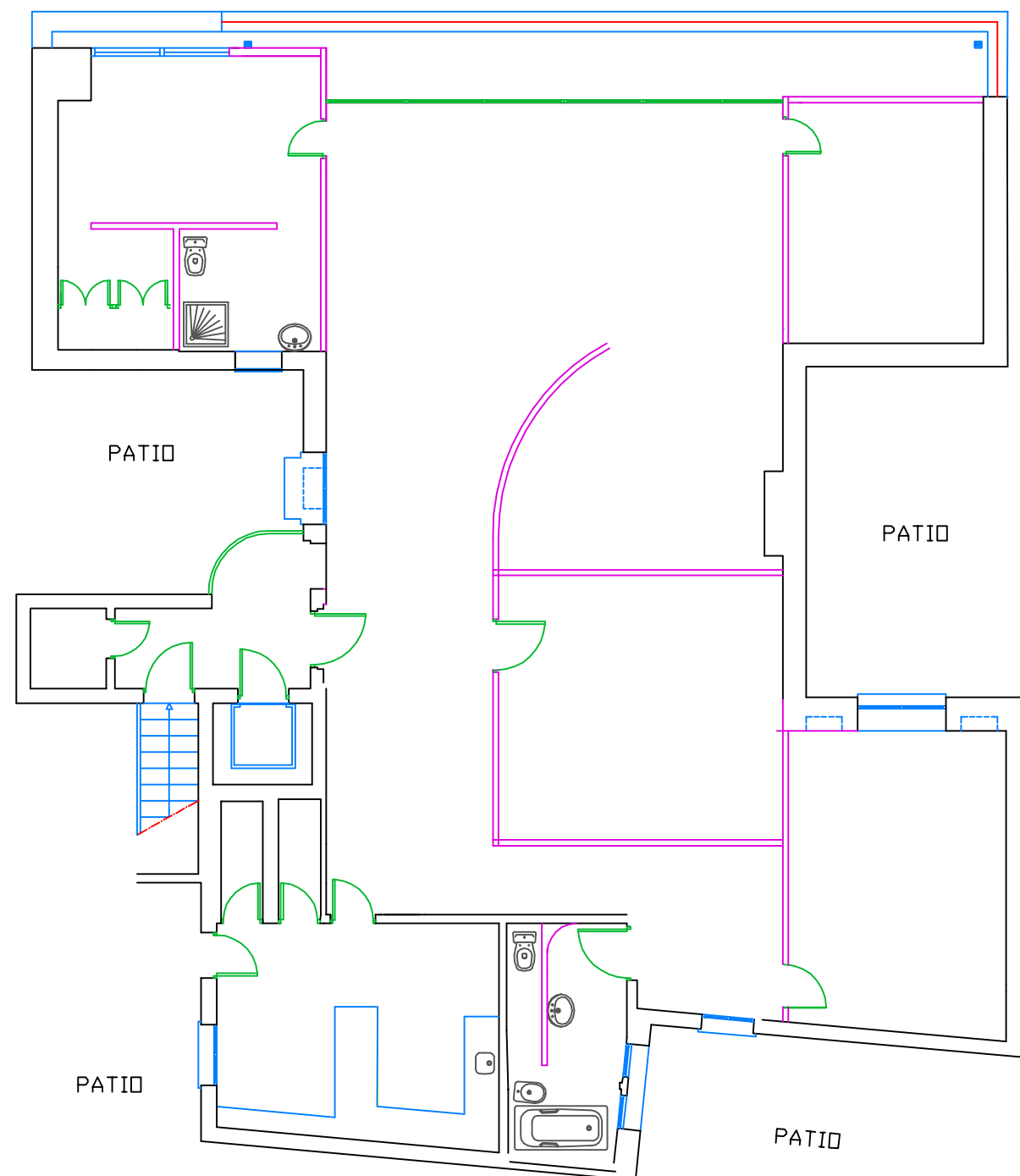
MAPA GEOGRAFICO

MUNICIPIO  
MOLINA DE ARAGON

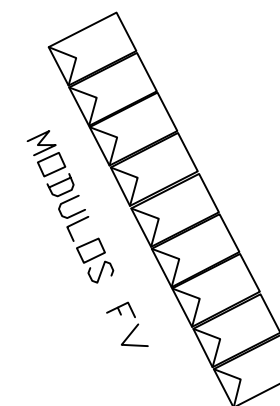
PROVINCIA  
GUADALAJARA

FECHA  
27/05/2013

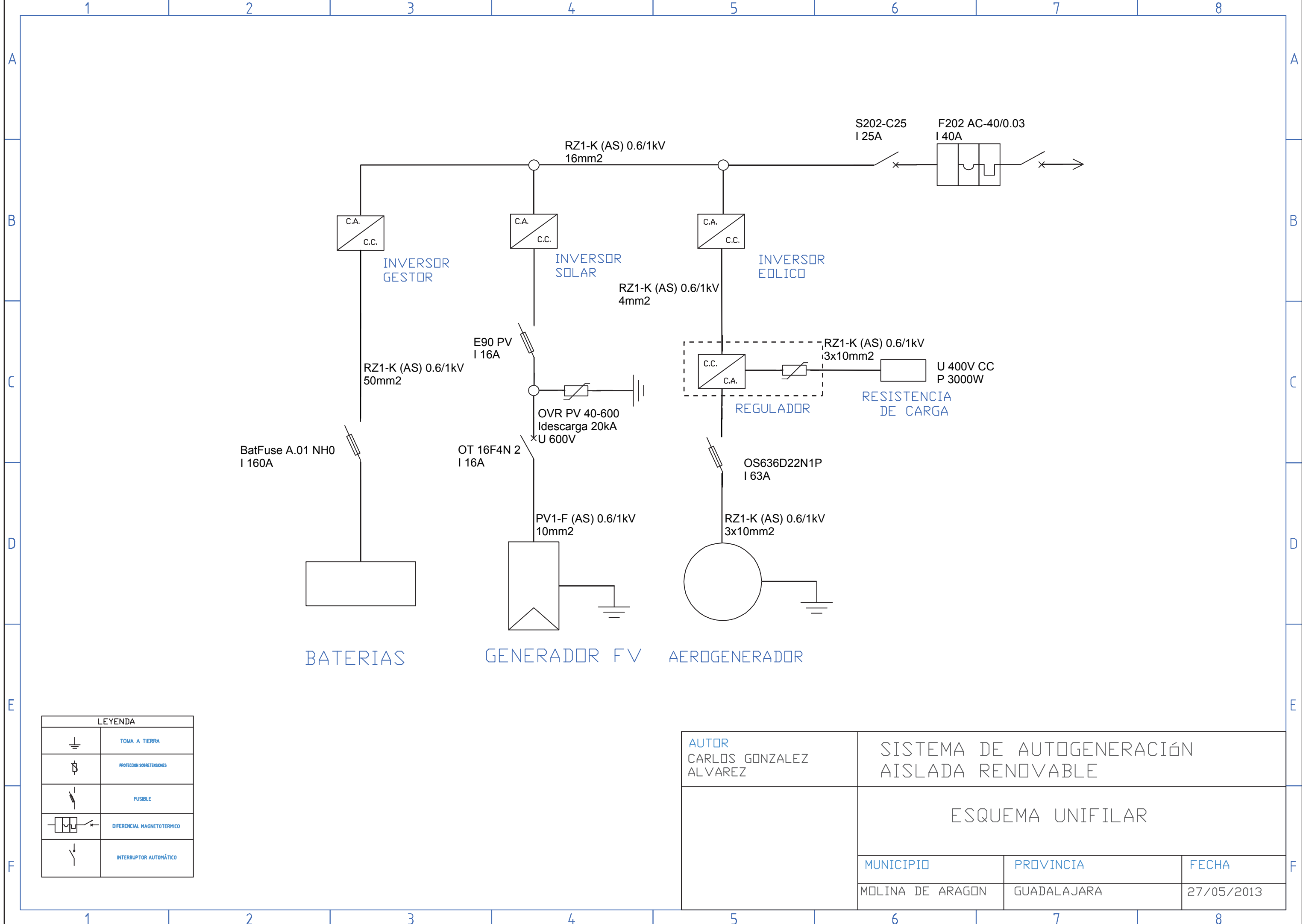




G  
AEROGENERADOR



CARLOS GONZALEZ ALVAREZ	SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE		
	SITUACION INSTALACION/PLANTA VIVIENDA		
	MUNICIPIO	PROVINCIA	FECHA
	MOLINA DE ARAGON	GUADALAJARA	27/05/2013



LEYENDA	
	TOMA A TIERRA
	PROTECCION SOBRETENSIONES
	FUSIBLE
	DIFERENCIAL MAGNETOTERMICO
	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

AUTOR CARLOS GONZALEZ ALVAREZ	SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE		
	ESQUEMA UNIFILAR		
	MUNICIPIO	PROVINCIA	FECHA
	MOLINA DE ARAGON	GUADALAJARA	27/05/2013



## **SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE**

Municipio de Molina de Aragón.

Conclusiones.

Autor: Carlos González Álvarez.

Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz.

Fecha: Septiembre de 2013.

### 3.27 Conclusiones.

Gracias a los recursos naturales para la generación de energía a partir de fuentes renovables que presenta España, ha aparecido un interés creciente en la tecnología necesaria para contribuir a la expansión del sector energético a partir de este tipo de fuentes. Dentro de esta tendencia, las instalaciones de pequeña potencia están asumiendo un papel cada vez más relevante. La oportunidad de que pequeños empresarios puedan ser titulares de instalaciones de pequeña potencia supone la aparición de todo un nuevo mercado energético.

Este tipo de instalaciones presenta dos vertientes. En primer lugar, se presenta la posibilidad de conectar a la red este tipo de instalaciones con el fin de obtener una rentabilidad. Por otro lado, han permitido la electrificación de viviendas aisladas, como por ejemplo, las viviendas de zonas rurales a las que el suministro de la red eléctrica no llega.

En el proyecto final de carrera acontecido se ha presentado un proyecto de ejecución para la electrificación de una vivienda aislada a partir de fuentes de energía renovables. Además, paralelamente, se han presentado las bases normativas y los distintos tipos de regímenes a los que las instalaciones de pequeña potencia conectadas a red pueden acogerse, introduciendo un análisis acerca de lo que debe suponer la implantación del Balance Neto en España.

Para llevar a cabo el proyecto de ejecución se ha escogido una tecnología novedosa basada en la aparición de un elemento central denominado inversor de aislada o gestor de energía. En un principio, se contempló la posibilidad de llevar a cabo una instalación aislada tradicional en el que las fuentes de energía renovables cargasen las baterías, a partir de las cuales se cubriría la demanda energética de la vivienda. Sin embargo, se optó por la proyección de un sistema en el que el encargado de gestionar la energía generada a partir de las fuentes renovables fuese el elemento antes señalado, el gestor de energía. Esta decisión se tomó por las posibilidades futuras que presenta esta nueva tecnología.

La principal diferencia de este tipo de instalaciones respecto a las instalaciones tradicionales es que las fuentes de energía son las encargadas de satisfacer la demanda energética de la vivienda, vertiendo el excedente de energía, cuando este exista, a las baterías instaladas. La función del inversor será gestionar la energía asegurando que la demanda energética se cubre cuando las fuentes de energía renovables no son capaces de cubrirla, utilizando la energía de las baterías.

Este sistema presenta una ventaja clara respecto a las instalaciones tradicionales, y es que tiene la capacidad de hacer funcionar al sistema como aislado y como conectado a red. Por tanto, si en un futuro el titular de la instalación contemplase la posibilidad de conectarse a la red, el sistema instalado estaría preparado para ello. Esto supone que, con la entrada en vigor del Balance Neto, el sistema podría adherirse a esta nueva normativa de autoconsumo.

Como fuentes de energía renovables para el proyecto de ejecución se ha hecho uso de la energía fotovoltaica y de la minieólica. Para ello, se ha llevado a cabo un análisis del recurso natural de la zona con el fin de asegurar la rentabilidad de instalar estas fuentes de energía. También se contempló la posibilidad de instalar un grupo electrógeno de apoyo por si en algún momento la demanda de energía no se cubría. Sin embargo, esta idea se desechó ya que se

perdería el carácter de instalación renovable que se quería llevar a cabo. Por el contrario, para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación, se sobredimensionó el sistema de acumulación.

La mayor ventaja que presenta este tipo de instalaciones es el impacto medioambiental nulo, en términos de contaminación que presentan. Y es que el hecho de utilizar energías limpias supone un gran aporte para el medioambiente. Es por ello que se debe incidir en la creación de una conciencia social en la que se promuevan este tipo de instalaciones.

Además, la creación de este tipo de instalaciones tiene repercusiones económicas directas. Un crecimiento en el número de estas instalaciones supone un aumento de ingresos para la industria del sector, lo que conlleva una mayor inversión en la investigación de este tipo de instalaciones y, por tanto, una repercusión directa en el rendimiento de las futuras instalaciones. Junto a esto, la expansión de este sector, a nivel microeconómico, supone la aparición de nuevas formas de negocio, y con ello la creación de nuevos puestos de trabajo.

Es por todo esto por lo que se debe influenciar a la sociedad hacia la utilización de este tipo de recursos, tanto por parte del gobierno, promoviendo una normativa que favorezca a los titulares de este tipo de instalaciones, como por parte de las organizaciones de energía para las que supondría un impulso económico y tecnológico.



## **SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE**

Municipio de Molina de Aragón.

### Anexo I

Hojas de especificaciones de los equipos.

Autor: Carlos González Álvarez.  
Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz.

Fecha: Septiembre de 2013.

Largo [x]	Ancho [y]	Altura del marco [z]	Peso	Caja de Conexiones	Tipo de conexión	Cable [l]
1342,0	990,0	50,0	16	Spelsberg	MC4	-800 +1200
x, y, l en mm, ±2; z en mm, ±0,3; peso en kg ±0,5						

Módulo solar monocristalino	
Potencia Nominal	185 Wp, 190 Wp, 195 Wp, 200 Wp
Clasificación de rendimiento	-0/+4,99 Wp
Estructura	Laminado de vidrio-película ► Marco de aluminio anodizado ► Caja de conexiones (IP 65) con 3 diodos de bypass ► Película posterior (blanca) resistente a la intemperie
Células	48 Células solares monocristalinas en formato 156 mm x 156 mm
Capacidad de carga mecánica	5400 Pa de carga máxima de nieve, 2400 Pa de carga máxima de viento, conforme a la norma IEC 61215 (prueba ampliada)

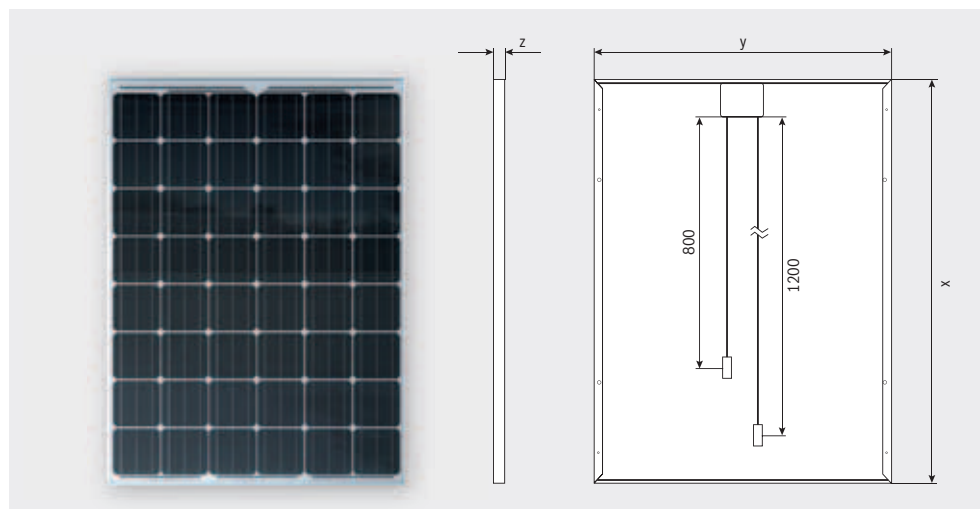
### Características eléctricas en STC<sup>1</sup>:

Denominación	P <sub>mpp</sub> [Wp]	V <sub>mpp</sub> [V]	I <sub>mpp</sub> [A]	V <sub>oc</sub> [V]	I <sub>sc</sub> [A]	Resistencia a la corriente de retorno I <sub>r</sub> [A]
200	200	23,96	8,41	30,25	8,97	25
195	195	23,80	8,30	30,17	8,87	25
190	190	23,49	8,08	30,01	8,68	25
185	185	23,34	7,97	29,93	8,58	25
Reducción de la eficiencia del módulo ante una disminución de la intensidad de radiación de 1000 W/m² a 200 W/m² (con 25 °C): -0,16% (absoluta); tolerancia de medición P <sub>mpp</sub> ±3%						

### Características eléctricas en NOCT<sup>1</sup>:

Denominación	P <sub>mpp</sub> [W]	V <sub>mpp</sub> [V]	V <sub>oc</sub> [V]	I <sub>sc</sub> [A]
200	145	21,61	27,79	7,23
195	142	21,49	27,72	7,15
190	138	21,21	27,57	6,99
185	134	21,07	27,50	6,91
NOCT: Normal Operation Cell Temperature 48,4 °C: Intensidad de radiación 800 W/m², AM 1,5, temperatura 20 °C, velocidad del viento 1 m/s, ralenti eléctrico				

### Dimensiones<sup>2</sup>:



<sup>1</sup> Los parámetros eléctricos son valores medios típicos que se desprenden de datos históricos de producción. No se garantiza la exactitud de estos datos para futuros lotes de producción.

<sup>2</sup> Los dibujos no se muestran a escala. Para detalles de las medidas y las tolerancias véase más arriba.

### Nota de montaje:

- Véase el manual de montaje y operación en: [www.bosch-solarenergy.es/productos/modulos-solares/modulos-cristalinos](http://www.bosch-solarenergy.es/productos/modulos-solares/modulos-cristalinos)
- Posibilidad de montaje horizontal y vertical
- Tensión máxima del sistema 1000 V
- Margen de temperatura operativa -40 hasta 85 °C

### Comportamiento en condiciones de poca luz:

Intensidad [W/m²]	V <sub>mpp</sub> [%]	I <sub>mpp</sub> [%]
800	0,0	-20
600	0,0	-40
400	0,0	-60
200	-1,6	-80
100	-4,8	-90
Los datos eléctricos se aplican con 25 °C y AM 1,5.		

### Características térmicas:

Coefficiente térmico	TK [%/K]
P <sub>mpp</sub>	-0,44
U <sub>oc</sub>	-0,31
I <sub>sc</sub>	0,031

**Robert Bosch España S.A.**  
Hermanos García Noblejas, 19  
28037 Madrid  
Spain  
Phone: +34 91 410 40 76  
Fax: +34 91 410 40 78  
[boschsolar@es.bosch.com](mailto:boschsolar@es.bosch.com)  
[www.bosch-solarenergy.es](http://www.bosch-solarenergy.es)



# ENAIR 30

see in action with 

MODELO  
Enair 30

PESO  
130 kg

LARGO  
2,9 m

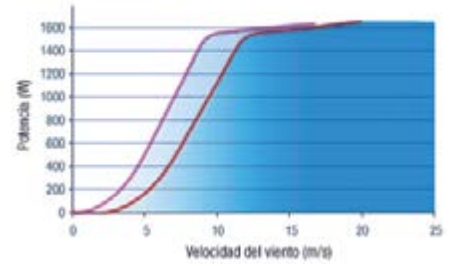
DIÁMETRO  
3,2 / 4,1 m



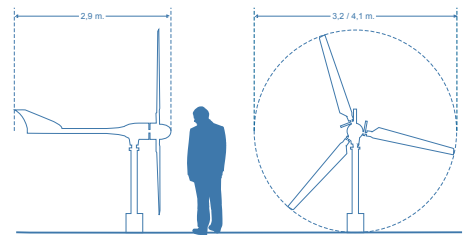
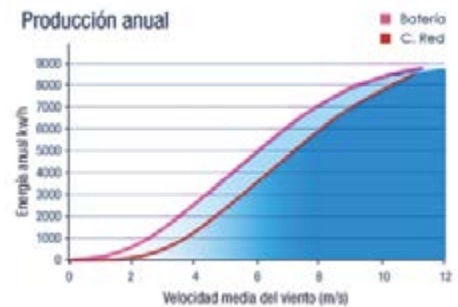
Con una velocidad de viento medio situado en la nominal de unos 10 - 12 m/s. El modelo **Enair 30** es capaz de generar hasta **30 kwh/dia**.

## CURVAS DE RENDIMIENTO

Curva de potencia



Producción anual



### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS, ELÉCTRICAS Y DE FUNCIONAMIENTO MODELO ENAIR 30

Número de hélices	3
Material hélices	Fibra de vidrio con resinas epoxi
Generador	250 RPM   24 polos   imanes de neodimio
Potencia	<b>3000 W</b>
Potencia nominal curva	<b>1500 W</b>
Voltaje	24 / 48 / 220
Clase de viento	IEC / NVN I - A (en proceso de certificación)
Diámetro	3,2m (Conex. a Red) – 4,1m (Carga Baterías)
Sentido de giro	Horario
Área barrida	8,1-13,2m²
Peso	130Kg
Aplicaciones	Conexiones Aisladas a Baterías Conexión a la red eléctrica
Viento para arrancar	<b>2 m/s</b>
Velocidad nominal	10-12 m/s
Vel. regulación del paso variable	14 m/s
Velocidad soportada	Más de 60 m/s
Rango de generación eficiente	De 2 a más de 60 m/s
Tipo	Rotor horizontal a barlovento
Orientación	Sistema pasivo Timón de Orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo, centrifugo
Transmisión	Directa
Freno	Eléctrico
Controlador	Opción de conexión a red y carga de baterías
Inversor	Eficiencia 95%; algoritmo MPPT
Ruido	Reducido al mínimo: debido al diseño de las palas y las bajas revoluciones de trabajo. 1% más en DB que el ruido ambiente del viento. Diseño totalmente sellado, con cataforesis en elementos de metal, más pintura
Protección anti-corrosión	Resistente a UV
Torre	12, 15 y 18 m, abatible, atirantada o de celosía



#### Mínimo Ruido:

El ruido está entorno a un **1% por encima del ruido ambiente**, siendo prácticamente inapreciable para nuestro oído.



#### Máxima Eficiencia:

Funciona con una simple brisa de **2 m/s** y continua funcionando a más de 40 m/s sin perder eficiencia de productividad.



#### Anticorrosivo:

Tratado con **cataforesis**, se convierte en un conjunto, anticorrosivo y antisalino ideal para islas y costas.



#### Hermético:

Sellado **herméticamente en todas sus juntas**, para evitar filtraciones de humedades y micropartículas que arrastra en aire. Evita deterioros en zonas de costas o desiertos donde hay mucha arena.



#### Robusto:

Para poder soportar, fuertes vientos y ofrecer una **larga vida de operación** toda las piezas del equipo, están sobredimensionadas.



Producción **óptima**  
incluso a más de **165 km/h**



# BAE *SECURA PVS BLOCK solar*

## Technical Specification for Vented Lead-Acid Batteries (VLA)

### 1. Application

BAE *SECURA PVS BLOCK solar* batteries need only low maintenance and are used to store electrical energy in smaller solar photovoltaic installations. Due to the robust tubular plate design BAE PVS batteries are excellent suited for highest requirements regarding cycling ability and long lifetime.



### 2. Technical data (Reference temperature 20 °C)

Type	$C_{1h}$ Ah	$C_{10h}$ Ah	$C_{20h}$ Ah	$C_{72h}$ Ah	$C_{100h}$ Ah	$C_{120h}$ Ah	$C_{240h}$ Ah	$R_i$ 1) mΩ	$I_k$ 2) kA	Length (L) mm	Width (W) mm	Height (H) mm	Weight dry kg	Weight filled kg
$U_e$ V/cell	1.67	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80							
12 V 1 PVS 70	31	56	64	70	71	72	74	16.62	0.75	272	205	385	29.5	41.0
12 V 2 PVS 140	63	109	125	137	140	140	144	8.91	1.40	272	205	385	38.0	47.6
12 V 3 PVS 210	95	167	192	211	215	217	222	6.27	1.99	380	205	385	51.0	69.4
6 V 4 PVS 280	127	223	254	282	287	289	295	2.47	2.52	272	205	385	33.0	46.5
6 V 5 PVS 350	159	279	318	352	359	361	369	2.09	2.98	380	205	385	41.7	60.4
6 V 6 PVS 420	191	334	382	424	431	434	444	1.82	3.42	380	205	385	48.5	66.5

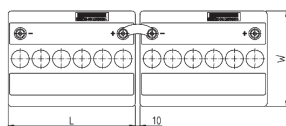
1, 2) Internal resistance  $R_i$  and short circuit current  $I_k$  according to IEC 60896-11

Height (H) is the maximum height between container bottom and top of the bolts in assembled condition.

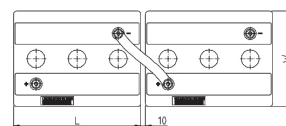
BAE *SECURA PVS BLOCK solar* batteries are also available as dry pre-charged version. They are titled with additional "TG", e.g. 12 V 3 PVS 210 TG.

All values given in the table correspond to 100 % DOD without voltage drop of connectors. Please consider item 7.

### 3. Terminal positions



12 V 1 PVS 70 to 12 V 3 PVS 210



6 V 4 PVS 280 to 6 V 6 PVS 420

Terminals are designed as female poles with brass inlay M10 for flexible insulated copper cables with cross-section 25, 35, 50, 70, 95 or 120 mm<sup>2</sup> or insulated solid copper connectors with cross-section 90, 150 or 300 mm<sup>2</sup>.

# Technical Specification for BAE *SECURA PVS BLOCK solar*



## 4. Design

Positive electrode	tubular-plate with woven polyester gauntlet and solid grids in a corrosion-resistant PbSbSnSe-low antimony alloy
Negative electrode	grid-plate in a low antimony alloy with long-life expander material
Separation	microporous separator
Electrolyte	sulphuric acid with a density of 1.24 kg/l at 20 °C (68 °F)
Container	high impact, transparent SAN (Styrol-Acrylic-Nitrile), UL-94 rating: HB
Lid	high impact, grey coloured SAN (colour may vary slightly from given image), UL-94 rating: HB
Plugs	labyrinth plugs for arresting aerosols, optional ceramic plugs or ceramic funnel plugs according to DIN 40740
Pole-bushing	100 % gas- and electrolyte-tight, sliding, plastic-coated "Panzerpol"
Kind of protection	IP 25 regarding EN 60529, touch protected according to VBG 4

## 5. Installation

BAE *SECURA PVS BLOCK solar* batteries are designed for indoor applications. For outdoor applications please contact BAE.

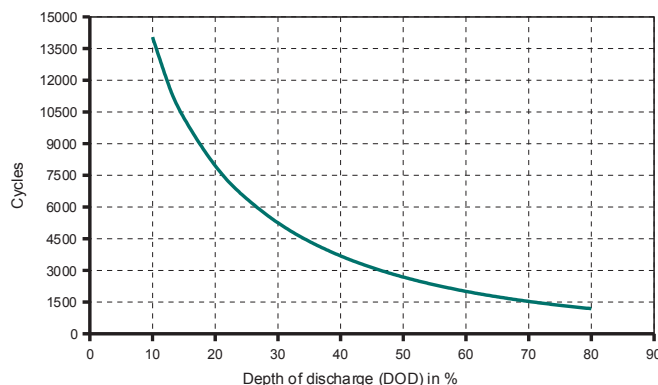
## 6. Maintenance

Every 6 months	check battery voltage, pilot block voltages, temperatures
Every 12 months	check connections, record battery voltage, block voltages and temperatures

## 7. Operational data

Depth of discharge (DOD)	max. 80 % ( $U_e = 1.91$ V/cell for discharge times >10 h; 1.80 V/cell for 1 h), deep discharges of more than 80 % DOD have to be avoided
Initial charge current (I or bulk phase)	unlimited, the minimal charge current has to be 5 A/100 Ah $C_{10}$
Charge voltage at cyclic operation	restricted from 2.30 V to 2.40 V per cell, operation instruction is to be observed
Floating voltage/non cycle voltage	2.23 V per cell
Adjustment of charge voltage	no adjustment necessary if battery temperature is between 10 °C and 30 °C (50 °F and 86 °F) in the monthly average, otherwise $\Delta U/\Delta T = -0.003$ V/cell per K within a period of 1 up to 4 weeks
Recharge to 100 %	2,700 (A+B) at 40 °C (104 °F)
IEC 61427 cycles	-20 °C to 55 °C (-4 °F to 131 °F),
Battery temperature	recommended temperature range 10 °C to 30 °C (50 °F to 86 °F)
Self-discharge	approx. 3 % per month at 20 °C (68 °F)

## 8. Number of cycles as function of Depth of discharge



## 9. Transport

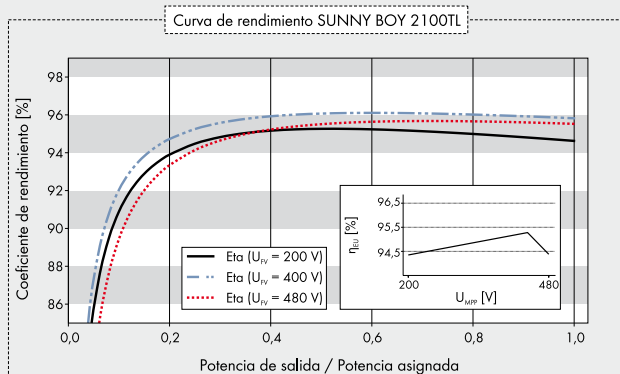
Batteries are not subject to ADR (road transport), if the conditions of Special Provision 598 (Chapter 3.3) are observed.

These cells/batteries are dangerous goods on sea transport. Declaration and packaging must comply with the requirements of IMDG-Codes.

## 10. Standards

Test standards	IEC 60896-11, IEC 61427
Safety standard, ventilation	EN 50272-2

# Sunny Boy 1600TL



## Accesorios



Interfaz RS485 485PB-NR

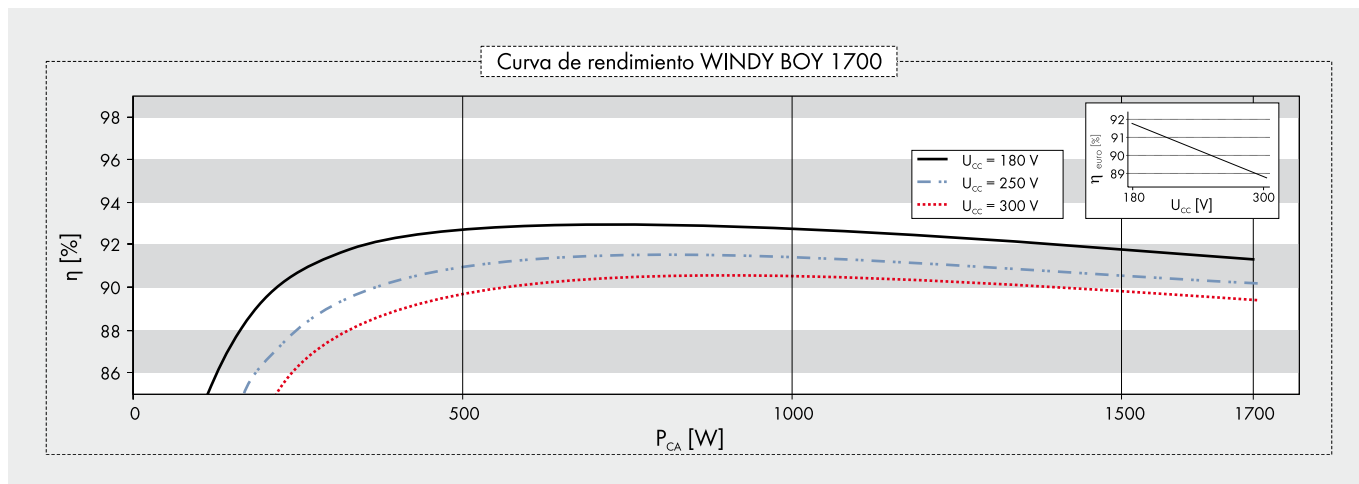


Bluetooth® Piggy-Back  
BTPBINV-NR

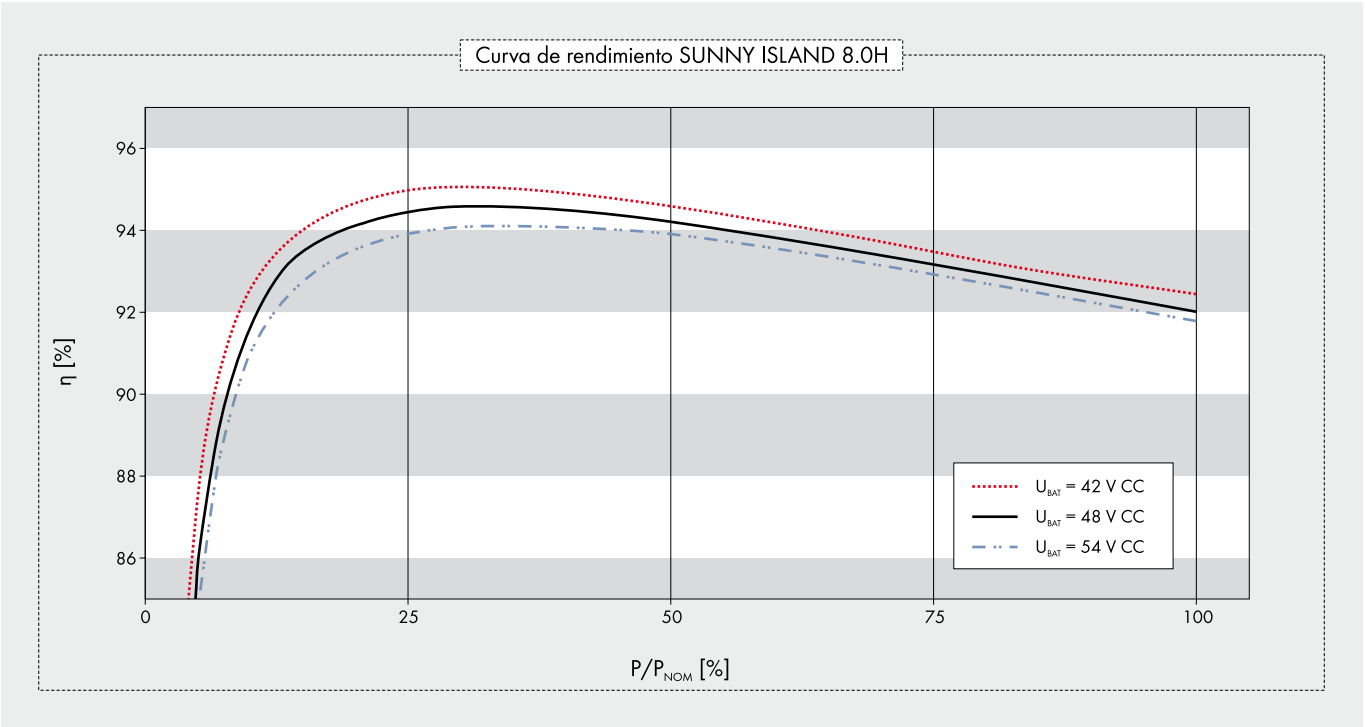
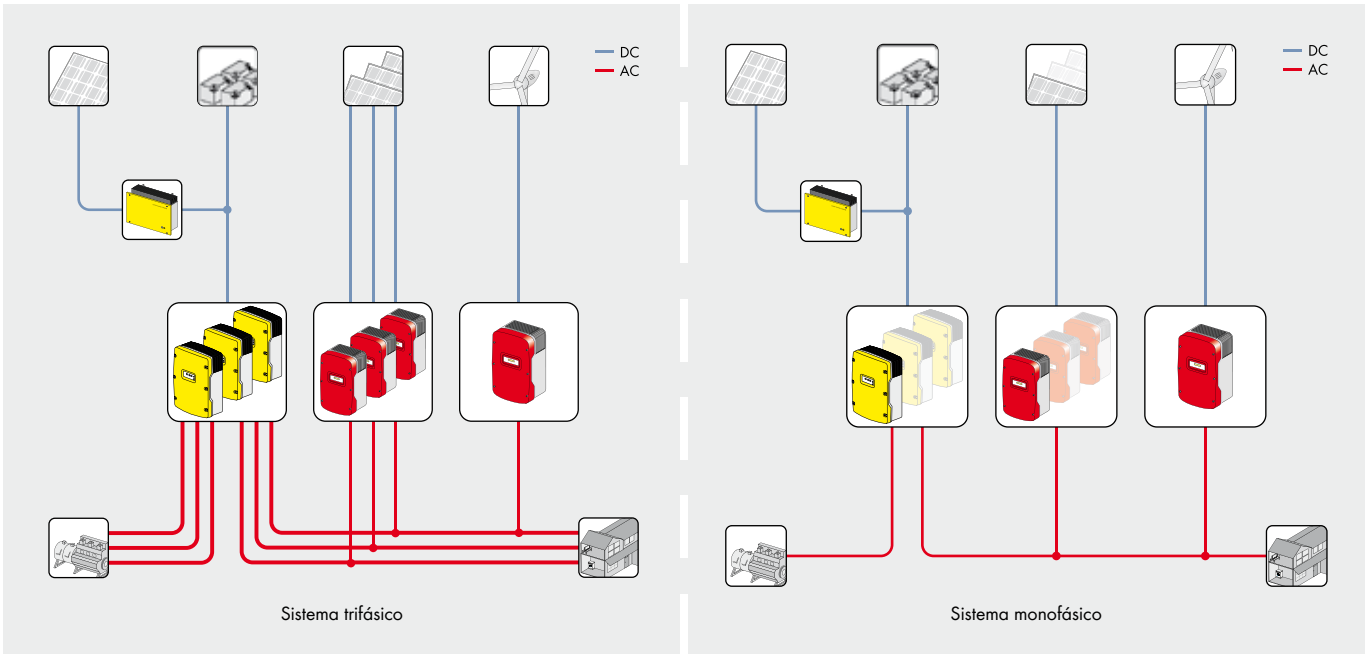
Datos técnicos	Sunny Boy 1300TL	Sunny Boy 1600TL	Sunny Boy 2100TL
<b>Entrada (CC)</b>			
Potencia máxima de CC (con $\cos \varphi = 1$ )	1400 W	1700 W	2200 W
Tensión máx. de CC	600 V	600 V	600 V
Rango de tensión del punto de máxima potencia (MPP)	125 V - 480 V	155 V - 480 V	200 V - 480 V
Tensión nominal de CC	400 V	400 V	400 V
Tensión mín. de CC / tensión inicial	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Corriente máx. de entrada / por string	11 A / 11 A	11 A / 11 A	11 A / 11 A
Cantidad de seguidores del punto de máxima potencia / strings por seguidor del punto de máxima potencia (MPP)	1 / 1	1 / 1	1 / 2
<b>Salida (CA)</b>			
Potencia nominal de CA (a 230 V, 50 Hz)	1300 W	1600 W	1950 W
Potencia aparente de CA máxima	1300 VA	1600 VA	2100 VA
Tensión nominal de CA ; Rango	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V
Frecuencia de red de CA; rango	50 Hz; -4,5 Hz, +2,5 Hz	50 Hz; -4,5 Hz, +2,5 Hz	50 Hz; -4,5 Hz, +2,5 Hz
Corriente máx. de salida	7,2 A	11 A	11 A
Factor de potencia ( $\cos \varphi$ )	1	1	1
Fases de inyección / fases de conexión	1 / 1	1 / 1	1 / 1
<b>Rendimiento</b>			
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	96,0 % / 94,3 %	96,0 % / 95,0 %	96,0 % / 95,2 %
<b>Dispositivos de protección</b>			
Protección contra polarización inversa (CC)	●	●	●
Seccionador de carga de CC ESS	○	○	○
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●	●
Monitorización de toma a tierra	●	●	●
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	●	●	●
Con separación galvánica / unidad de monitorización de corriente de fallo sensible a la corriente universal	- / ●	- / ●	- / ●
Clase de protección / categoría de sobretensión	I / III	I / III	I / III
<b>Datos generales</b>			
Dimensiones (ancho / alto / fondo) en mm	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214
Peso	16 kg	16 kg	16 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emisión de ruido (característica)	≤ 33 dB(A)	≤ 33 dB(A)	≤ 33 dB(A)
Consumo característico nocturno	< 0,1 W	< 0,1 W	< 0,1 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	Convección	Convección	Convección
Tipo de protección electrónica / área de conexión (CEI 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Clase climática (según CEI 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H
<b>Equipamiento</b>			
Conexión de CC: SUNCLIX	●	●	●
Conexión de CA: terminal de tornillo / conector / borne de resorte	- / ● / -	- / ● / -	- / ● / -
Display: línea de texto / gráfico	● / -	● / -	● / -
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	○ / ○	○ / ○	○ / ○
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	CE, VDE 0126-1-1, EN 50438*, C10/C11, PPDS, UTE C15-712-1, AS4777		
* No se aplica a todas las desviaciones nacionales de la norma EN 50438			
● De serie ○ Opcional — no disponible			
Datos en condiciones nominales			
Modelo comercial	SB 1300TL-10	SB 1600TL-10	SB 2100TL

# Windy Boy 1700

Datos técnicos	Windy Boy 1200	Windy Boy 1700
<b>Entrada (CC)</b>		
Potencia máxima de CC	1320 W	1850 W
Potencia del generador recomendada para 2500 / 5000 horas de carga completa al año	1050 W / 1000 W	1400 W / 1300 W
Tensión máx. de CC	400 V	400 V
Tensión nominal de CC	120 V	180 V
Tensión en vacío mín. para la activación del "Turbine Mode"	120 V	150 V
Rango de operación del "Turbine Mode"	100 V - 400 V	139 V - 400 V
Corriente máx. de entrada / por entrada	12,6 A / 12,6 A	12,6 A / 12,6 A
<b>Salida (CA)</b>		
Potencia nominal de CA	1200 W	1550 W
Potencia máx. de CA	1200 W	1700 W
Corriente máx. de salida	6,1 A	8,6 A
Tensión nominal de CA / rango de funcionamiento de CA	220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 260 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V - 260 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz	50 Hz, 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz
Factor de potencia ( $\cos \phi$ )	1	1
Fases de inyección / fases de conexión	1 / 1	1 / 1
<b>Coefficiente de rendimiento</b>		
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	92,1 % / 90,9 %	93,5 % / 91,8 %
<b>Dispositivos de protección</b>		
Protección contra polarización inversa (CC)	●	●
Resistencia al cortocircuito (CA)	●	●
Monitorización de toma a tierra	●	●
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	●	●
Con separación galvánica	●	●
Clase de protección / categoría de sobretensión	I / III	I / III
<b>Datos generales</b>		
Dimensiones (ancho / alto / fondo) en mm	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214
Peso	25 kg	25 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emisiones de ruido (típicas)	$\leq 41$ dB(A)	$\leq 46$ dB(A)
Consumo característico: en funcionamiento / en estado de reposo	5 W (< 0,1 W)	5 W (< 0,1 W)
Topología	Transformador de baja frecuencia	Transformador de baja frecuencia
Sistema de refrigeración	Convección	Convección
Tipo de protección electrónica / área de conexión (según CEI 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Clase climática (según CEI 60721)	4K4H	4K4H
<b>Características</b>		
Conexión de CC: SUNCLIX	●	●
Conexión de CA: conector	●	●
Display: LCD / gráfico	●/-	●/-
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	○/○	○/○
Garantía	●/○	●/○
Certificados y autorizaciones	CE, VDE0126-1-1, G83/1, CER/06/190, DK 5940 ED2.2*, RD 1663, AS4777, EN 50438	
* Sólo válido para la versión IT		
● De serie ○ Opcional — no disponible / Datos en condiciones nominales		
Designación de tipo	WB 1200	WB 1700



# SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

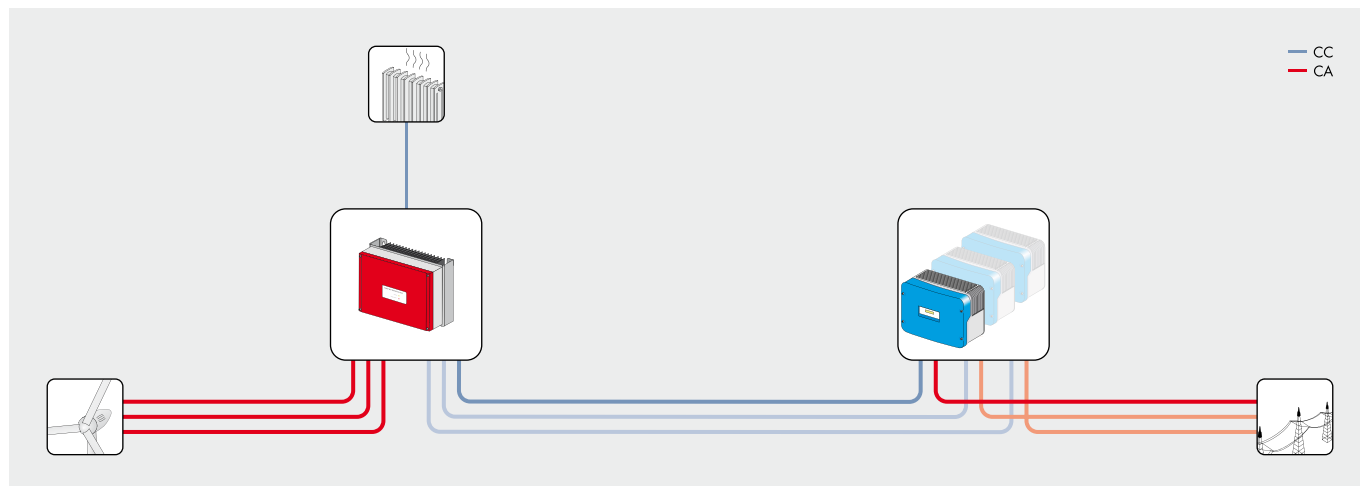


## Sunny Island 6.0H

[illegible]



## Windy Boy Protection Box 400

[illegible]

### Inyección a la red en una configuración de sistema trifásica



## TECSUN (PV) (AS)

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma básica: **DKE/VDE AK 411.2.3 Requirements for cables for PV systems HD 22.13**Designación genérica: **PV1-F (AS)**

## CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible

No propagación de la llama  
UNE EN 60332-1-2No propagación del incendio  
EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5Baja emisión de humos opacos  
UNE EN 61034-2Libre de halógenos  
UNE EN 50267-2-1Reducida emisión de gases tóxicos  
NFC 20454Muy baja emisión de gases corrosivos  
UNE EN 50267-2-3

Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



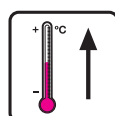
Resistencia a la abrasión



Resistencia a los golpes



Servicios móviles



Servicio en alta temperatura



Temperatura de servicio (instalación fija o móvil): -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, + 90 °C (30 años).

Tensión nominal: 0,6/ 1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).

Ensayo de tensión en alterna: 15 min, 6 kV.

Ensayo de tensión en continua: 15 min, 10 kV.

Otros ensayos eléctricos: resistencia de conductor, resistencia de aislamiento, resistencia superficial, ensayos de tensión... a 20 y 90 °C sumergido en agua y a 120 °C al aire. Ensayo de estabilidad en tensión continua: 10 días, 85 °C, agua salada, 1,5 kV (EN 50305-6).

## Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2; DIN VDE 0482 parte 332-1-2; DIN EN 60332-1-2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2; IEC 61034-2; DIN VDE 0482 parte 268-2; DIN EN 50268-2.
- Nul emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3; IEC 60754; NFC 20453; BS 6425-2; pH $\geq$ 4,3; c  $\leq$  10  $\mu$ s/mm; DIN EN 50264-1.
- Baja emisión de gases tóxicos: NES 713; NFC 20454 It  $\leq$  1,5; DIN EN 50305, It  $\leq$  3.

## Resistencia a las condiciones climatológicas:

- Resistencia al ozono: DIN EN 50396, test tipo B; HD 22.2 test tipo B.
- Resistencia a los rayos UVA: UL 1581 (Xeno-test); ISO 4892-2 (método A); HD 506/A1-2.4.20.
- Resistencia a la absorción de agua: DIN VDE 0473-811-1-3; DIN EN 60811-1-3.

## Otros ensayos:

- Resistencia al frío: Doblado a baja temperatura (DIN EN 60811-1-4). Impacto (similar a DIN EN 50305).
- Resistencia a la humedad en caliente: 1000 h, 90 °C y 85 % de humedad (EN 60068-2-78).
- Resistencia a la abrasión: Contra papel abrasivo (DIN EN 53516). Cubierta contra cubierta, cubierta contra metal y cubierta contra plástico (ensayo interno).
- Resistencia a la contracción: EN 60811-1-3.
- Resistencia a la presión a alta temperatura: EN 60811-3-1.
- Resistencia a la penetración dinámica: DKE/VDE 411.2.3.
- Dureza: 85 (DIN 53505).
- Resistencia a aceites minerales: 24 h, 100 °C (DIN VDE 0473-811-2-1; DIN EN 60811-2-1).
- Resistencia a ácidos y bases: 7 días, 23 °C, ácido n-oxálico, hidróxido n-sódico (EN 60811-2-1).
- Resistencia al amoníaco: 30 días, atmósfera saturada de amoníaco (ensayo interno).

## DESCRIPCIÓN

## CONDUCTOR

**Metal:** Cobre electrolítico, estañado.**Flexibilidad:** Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.**Temperatura máxima en el conductor:** 120 °C (20.000 h); 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito (máximo 5 s).

## TECSUN (PV) (AS)

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma básica: **DKE/VDE AK 411.2.3 Requirements for cables for PV systems HD 22.13**Designación genérica: **PV1-F (AS)**

## DESCRIPCIÓN

## AISLAMIENTO

**Material:** HEPR 120 °C similar a IEC 60502-1 (compuesto tipo EI6/EI8).

## CUBIERTA

**Material:** EVA 120 °C según DIN VDE 0282-1, HD 22.1 (compuesto tipo EM4 / EM8). Doble capa. **Color:** Negro, rojo o azul.

## APLICACIONES

Cable de alta seguridad (AS), especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos, soterrado o en equipos. Son aptos para aplicaciones con aislamiento de protección, (protección de clase II). También para conexión de paneles en serie.

NOTA: para sus accesorios de conexión ver Tecplug.

## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

## DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor mín.) mm	Diámetro exterior del cable (valor máx.) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caída de tensión (continua o alterna cos φ = 1) V/A km
1x1,5	1,6	4,4	4,8	29	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	4,7	5,1	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,2	5,6	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	5,7	6,1	76	3,39	59	6,74
1x10	4,0	6,8	7,2	120	1,95	82	4
1x16	5,5	8,3	9,0	178	1,24	110	2,51
1x25	6,4	10,0	10,7	273	0,795	140	1,59
1x35	7,5	11,1	11,8	364	0,565	174	1,15
1x50	9	12,6	13,3	500	0,393	210	0,85
1x70	10,8	14,4	15,2	686	0,277	269	0,59
1x95	12,6	16,2	17	899	0,21	327	0,42
1x120	14,3	17,7	18,7	1131	0,164	380	0,34
1x150	15,9	19,7	20,7	1382	0,132	438	0,27
1x185	17,5	21,3	22,3	1669	0,108	500	0,22
1x240	20,5	24,2	25,5	2208	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica (corriente continua o alterna) en bandeja al aire (40°C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13 (1x monofásica).

Radio mínimo de curvatura = 3 x diámetro exterior. Tensión máxima de tracción: 15 N/mm<sup>2</sup> en posición final, 50 N/mm<sup>2</sup> durante la instalación.

# AFUMEX 1000 V (AS)

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma diseño: **UNE 21123-4**Designación genérica: **RZ1-K (AS)**

## CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible

No propagación de la llama  
UNE EN 60332-1-2No propagación del incendio  
UNE EN 60332-3-24Baja emisión de humos opacos  
UNE EN 61034-2Libre de halógenos  
UNE EN 50267-2-1Reducida emisión de gases tóxicos  
NFC 20454Nula emisión de gases corrosivos  
UNE EN 50267-2-2

Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta

- Norma constructiva: UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

### Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2.
- No propagación del incendio: UNE EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1 ; IEC 60754-1 ; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: DEF STAN 02-713 ; NFC 20454 ; It 1,5.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2 ; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2 ; IEC 60754-2 ; NFC 20453 ; BS 6425-2 ; pH 4,3 ; C 10 µS/mm.

## DESCRIPCIÓN

### CONDUCTOR

**Metal:** Cobre electrolítico recocido.**Flexibilidad:** Flexible, clase 5, según UNE EN 60228.**Temperatura máxima en el conductor:** 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

### AISLAMIENTO

**Material:** Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.**Colores:** Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.  
(Ver tabla de colores según número de conductores).

### CUBIERTA

**Material:** Mezcla especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.**Color:** Verde.

## APLICACIONES

- Cable de fácil pelado y alta flexibilidad, especialmente adecuado para instalaciones interiores o receptoras en locales de pública concurrencia: (salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.)
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable (instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc.) o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). – Derivaciones individuales (ITC-BT 15). – Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20).
- Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28).
- Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004).
- Edificios en general (Código Técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

## AFUMEX 1000 V (AS)

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma básica: **UNE 21123-4**Designación genérica: **RZ1-K (AS)**

## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C $\Omega$ /km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							$\cos \phi = 1$	$\cos \phi = 0,8$
1 x 1,5	0,7	5,7	42	13,3	21	No Permitido	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	6,2	60	7,98	29	No Permitido	15,92	12,88
1 x 4	0,7	6,8	74	4,95	38	No Permitido	9,96	8,1
1 x 6	0,7	7,3	96	3,3	49	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	8,4	140	1,91	68	58	4	3,31
1 x 16	0,7	9,4	195	1,21	91	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	11	290	0,78	116	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	12,6	395	0,55	144	117	1,15	1,01
1 x 50	1	14,2	550	0,38	175	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	15,8	750	0,27	224	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	17,9	970	0,20	271	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	19	1200	0,16	314	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	21,2	1480	0,12	363	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	23,9	1866	0,10	415	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	26,9	2350	0,08	490	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	29,5	3063	0,06	630	380	0,14	0,19
2 x 1,5	0,7	8,7	105	13,3	24	No Permitido	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	9,6	136	7,98	33	No Permitido	18,66	15,07
2 x 4	0,7	10,5	175	4,95	45	No Permitido	11,68	9,46
2 x 6	0,7	11,7	230	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	14	345	1,91	76	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	16,9	503	1,21	105	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	20,4	780	0,78	123	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	23,4	1060	0,55	154	140	1,34	1,16
2 x 50	1	26,8	1448	0,38	188	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	9,2	120	13,3	24	No Permitido	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	10,1	160	7,98	33	No Permitido	18,66	15,07
3 G 4	0,7	11,1	215	4,95	45	No Permitido	11,68	9,46
3 G 6	0,7	12,3	282	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	14,7	430	1,91	76	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	17,8	650	1,21	105	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	21,4	946	0,78	110	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	24,9	1355	0,55	137	117	1,17	1,01
3 x 50	1	28,6	1869	0,38	167	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	32,1	2530	0,27	214	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	36,4	3322	0,20	259	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	40,3	4301	0,16	301	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	44,9	5332	0,12	343	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	49,8	6521	0,10	391	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	56,1	8576	0,08	468	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	61,8	10633	0,06	565	380	0,14	0,18

(1) Instalación en bandeja al aire (40°C).

→ XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica.

## AFUMEX 1000 V (AS)

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma básica: **UNE 21123-4**Designación genérica: **RZ1-K (AS)**

## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Espesor de aislamiento mm	Diámetro exterior mm	Peso total kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Intensidad admisible enterrado (2) A	Caída de tensión V/A km	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 x 25/16	0.9/0.7	22.6	1120	0.780/1.21	110	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0.9/0.7	26.1	1570	0.554/1.21	137	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1.0/0.9	30.3	2240	0.386/0.780	167	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1.1/0.9	34	3010	0.272/0.554	214	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1.1/1.0	38.7	3809	0.206/0.386	259	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1.2/1.1	43.5	5028	0.161/0.272	301	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1.4/1.1	47.4	5980	0.129/0.272	343	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1.6/1.1	52.7	7490	0.106/0.206	391	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1.7/1.2	59.3	9705	0.0801/0.161	468	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1.8/1.4	64.7	12145	0.0641/0.129	565	380	0,14	0,18
4 G 1.5	0.7	9.9	145	13.3	20	No permitido	26,94	21,67
4 G 2.5	0.7	11	195	7.98	26,5	No permitido	16,23	13,1
4 G 4	0.7	12.1	260	4.95	36	No permitido	10,16	8,23
4 G 6	0.7	13.5	350	3.3	46	44	6,87	5,59
4 G 10	0.7	16.2	540	1.91	65	58	4,06	3,34
4 G 16	0.7	19.7	810	1.21	87	75	2,56	2,13
4 x 25	0.9	23.8	1233	0.78	110	96	1,62	1,38
4 x 35	0.9	27.4	1711	0.55	137	117	1,17	1,01
4 x 50	1	31.7	2386	0.38	167	138	0,86	0,77
4 x 70	1.1	35.7	3240	0.27	214	170	0,6	0,56
4 x 95	1.1	40.0	4380	0.20	259	202	0,43	0,42
4 x 120	1.2	44.0	5420	0.16	301	230	0,34	0,35
4 x 150	1.4	50.0	6800	0.12	343	260	0,28	0,3
4 x 185	1.6	56.5	8560	0.10	391	291	0,22	0,26
4 x 240	1.7	63.5	10940	0.08	468	336	0,17	0,21
5 G 1.5	0.7	10.8	170	13.3	20	No permitido	26,94	21,67
5 G 2.5	0.7	12	230	7.98	26,5	No permitido	16,23	13,1
5 G 4	0.7	13.2	315	4.95	36	No permitido	10,16	8,23
5 G 6	0.7	14.8	420	3.3	46	44	6,87	5,59
5 G 10	0.7	17.8	660	1.91	65	58	4,06	3,34
5 G 16	0.7	21.5	990	1.21	87	75	2,56	2,13
5 G 25	0.9	25.8	1490	0.78	110	96	1,62	1,38
5 G 35	0.9	30.6	2160	0.55	137	117	1,17	1,01

En el caso de conductores con sección "3 x a/b", se trata de tres conductores de sección "a" (las fases) más un conductor de sección "b".

(1) Instalación en bandeja al aire (40°C).

→ XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).

→ XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).

→ XLPE3 con instalación tipo E → columna 10 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(2) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K·m/W.

→ XLPE3 con instalación tipo Método D (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→ XLPE2 con instalación tipo D (Cu) → 2x, 3G monofásica.

# String boxes, 1 string 16 A 500 V

Example 1



**E 90 PV fuse disconnectors**

The E 90 PV fuse disconnectors, designed to make voltages of up to 1000 V d.c. (cat. DC-20B) with no load, are ideally suited for photovoltaic systems, where they are used to isolate the single strings and protect them against short circuit. All the ABB string boxes are provided with fuses for photovoltaic plants.

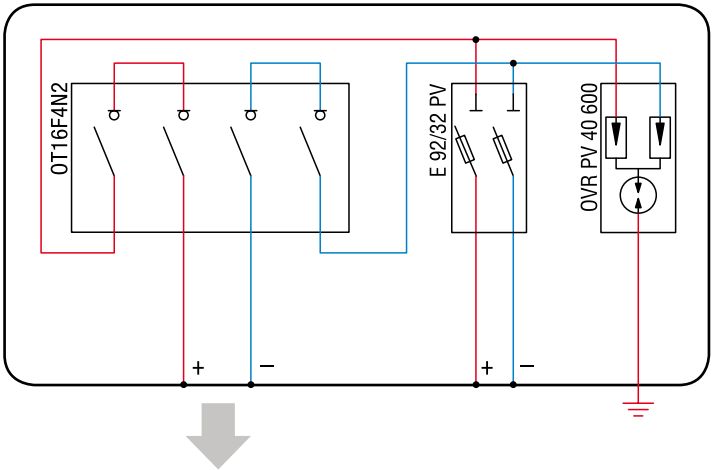
**OT switch disconnectors**

The OT Series of high-performance and easily available disconnectors is characterized by high voltage values and compliance with the most advanced international standards, which make these disconnectors ideal in terms of cost and performance for small-sized installations.

**OVR PV**

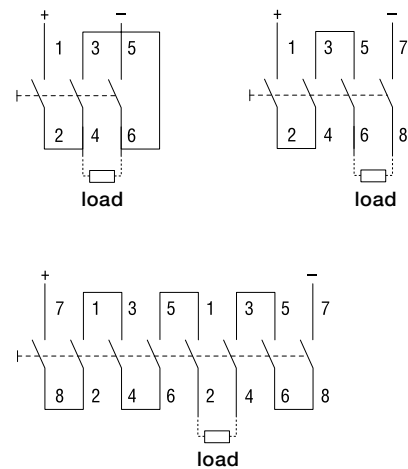
All the ABB string boxes are provided with surge protection devices, specifically designed for photovoltaic applications of the OVR PV series. Only a specific product can ensure the proper operation of the cartridge until the end of its useful life, with no risks of short circuit or danger in case of polarity inversion.

Europa 8 modules



# Switch Disconnectors

## OT



Circuit diagrams

The OT series disconnectors are available with rated currents from 16A to 125A, in 3-, 4-, 6- and 8-pole version according to the voltage used in direct current.

The main features of the OT disconnectors are:

- Quick-make, quick-break contacts from 45A
- accessories are snap-mounted onto the circuit breakers
- OT 45...125 switch-disconnectors mechanism for installation on DIN rail that can be locked by a blocking adaptor

Main technical data		OT		
Reference standards		IEC EN 60947-3		
Rated current $I_n$	[A]	16, 25, 32		
Number of poles		4	6	8
Rated voltage $U_e$ (DC) 4 poles* (DC) 6 poles* (DC) 8 poles*	[V] [V] [V]	500	550	800
Usage class		DC-21A		
Operating ambient temperature	[°C]	-25...+45		
Mounting		on DIN rail EN 60715 (35) by means of a quick coupling device		

\* Please refer to the wiring diagrams

Poles	$I_{th}$ (open)	Rated current / DC21 [A/V DC] voltage	Description Type	Order code
4	16	16/440	OT16F4N2	1SCA104829R1001
6	16	16/550	OT16F6	1SCA104834R1001
6	25	25/550	OT25F6	1SCA104880R1001
6	32	32/550	OT40F6	1SCA104936R1001
8	16	16/750	OT16F8	1SCA104836R1001
8	25	25/750	OT25F8	1SCA104882R1001
8	32	32/750	OT40F8	1SCA104938R1001
8	16	16/800	OT16F8	1SCA104836R1001
8	25	25/800	OT25F8	1SCA104882R1001
8	32	32/800	OT40F8	1SCA104938R1001



# Surge protection devices

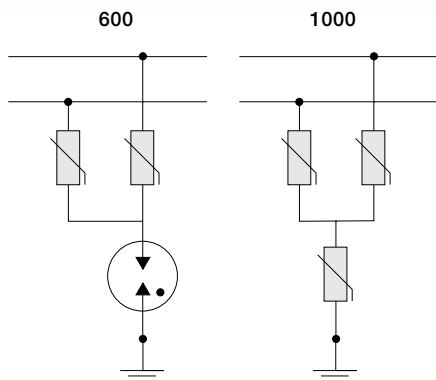
## OVR PV



ABB provides a wide range of surge protection devices that are specifically designed for photovoltaic systems.

The main features of the OVR PV surge protection devices are:

- built-in thermal protection with breaking capacity of 25A d.c. \*
- removable cartridges for easy maintenance with no need to isolate the line
- remote signal contact for operating status monitoring (TS versions)
- no subsequent short-circuit current
- no risk if poles are inverted



Main technical data		OVR PV
Electrical features		
Network type		Photovoltaic systems
Type		2
Response time	[ns]	25
Residual current	[mA]	< 1
Protection degree		IP20
Built-in thermal protection		max. 25A d.c.
Back-up protection gR DC fuse	[A]	4
Mechanical features		
L/PE terminal blocks		
rigid	[mm <sup>2</sup> ]	2,5...25
flexible	[mm <sup>2</sup> ]	2,5...16
L Tightening torque	[Nm]	2,80
Status indicator		yes
Remote signal contact		TS versions
Type		1 NO/NC
Minimum rating		12 V d.c. - 10 mA
Maximum rating		250 V a.c. - 1 A
Cable section	[mm <sup>2</sup> ]	1,5
Operating temperature	[°C]	-40...+80
Storage temperature	[°C]	- 40...+80
Maximum altitude	[m]	2000
Housing material		PC RAL 7035
Fire resistance UL94		V0
Reference standards		IEC 61643-1 / EN 61643-11

Rated discharge current per pole In	Rated system voltage	Maximum system voltage	Protection level (L-L/L-PE)	Signal contact	Description	Order code
kA	V DC	V DC	kV		Type	
20	600	700	2,8 / 1,4	-	OVR PV 40 600	2CTB803953R5300
20	600	700	2,8 / 1,4	built-in	OVR PV 40 600 P TS	2CTB803953R5400
20	1000	1120	3,8	-	OVR PV 40 1000	2CTB803953R6400
20	1000	1120	3,8	built-in	OVR PV 40 1000 P TS	2CTB803953R6500

\* Note: for surge protection devices installed in points of the network where short-circuit current exceeds 25A d.c. suitable protection must be provided



# Fuse disconnectors

## E 90 PV



The E 90 PV series of fuse disconnectors has been designed for voltage up to 1000 V in direct current, with DC-20B usage class.

The E 90 PV series is specifically applied in surge protection in photovoltaic systems and provides a reliable, compact and inexpensive solution because it uses 10.3 x 38 mm cylindrical fuses.

The main features of the E 90 PV disconnectors are:

- Handle with 90° opening for easier insertion of the horizontal fuse, even when wearing gloves or using the thumb
- Only 17mm additional footprint in open position vs. closed position
- 25mm<sup>2</sup> terminals with knurled terminal cage for better cable tightening
- 100% compatible with electrical screwdrivers
- Pozidriv screws for flathead and cross-point screwdrivers
- Lockable in open position with common commercial padlocks, to ensure safe maintenance operations
- Sealable in closed position to prevent improper use
- Cooling chambers and ventilation louvers to facilitate heat dissipation
- Versions with indicator light are available

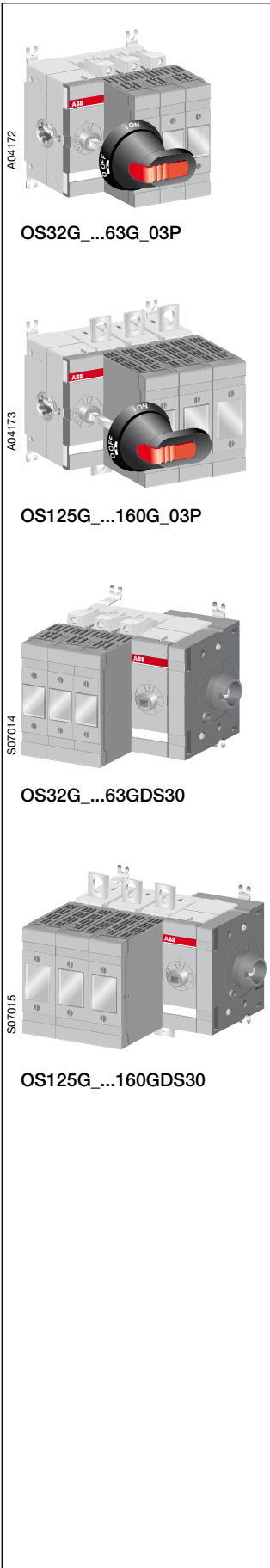
Main technical data		E 90/32 PV
Reference standards		IEC EN 60947-3
Rated operating voltage	[V d.c.]	1000
Usage class		DC-20B
Fuse	[mm]	10 x 38
Current type		DC
Rated current	[A]	32
Tightening torque	[Nm]	PZ2 2-2.5
Protection degree		IP20
Lockable (when open)		yes
Sealable (when closed)		yes

Poles	Rated current In [A]	Modules	Description Type	Order code
1	32	1	E 91/32 PV	2CSM204713R1801
1	32	1	E 91/32 PVs*	2CSM204693R1801
2	32	2	E 92/32 PV	2CSM204703R1801
2	32	2	E 92/32 PVs*	2CSM256913R1801

\*s: version with LED for blown fuse indication

# Switch fuses OS32G...160G\_, DIN-types

## Ordering information



### Front operated switch fuses

Including a black ON-OFF plastic handle and shaft as standard. OS32G...63G\_ include protected tunnel terminals (IP20) and OS125G...160G include a terminal bolt kit. The handle is IP65 protected, padlockable in the OFF-position and with door interlock in the ON-position and when padlocked. The shaft is adjustable for a range of installation depths.

Rated op. current AC-20...23 ≤ 690V [A]	Rated op. power AC-23 400/500/690V [kW]	Fuse size	Number of poles	Type	Order number	Units/ type [pcs]	Weight/ unit [kg]
--	--	-----------	-----------------	------	--------------	-------------------	-------------------

#### Mechanism between the poles

32	15/18.5/22	000	3	OS32GD12P	1SCA114581R1001	1	1.3
32	15/18.5/22	000	4	OS32GD22N2P	1SCA115202R1001	1	1.6
63	30/37/55	000	3	OS63GD12P	1SCA115227R1001	1	1.3
63	30/37/55	000	4	OS63GD22N2P	1SCA115230R1001	1	1.6
125	55/75/110	000, 00	3	OS125GD12P	1SCA115641R1001	1	1.5
125	55/75/110	000, 00	4	OS125GD22N2P	1SCA115880R1001	1	1.8
160	75/90/132	000, 00	3	OS160GD12P	1SCA115643R1001	1	1.5
160	75/90/132	000, 00	4	OS160GD22N2P	1SCA115884R1001	1	1.8

#### Mechanism at the end of the switch fuse

32	15/18.5/22	000	3	OS32GD03P	1SCA115189R1001	1	1.3
32	15/18.5/22	000	4	OS32GD04N2P	1SCA115193R1001	1	1.6
63	30/37/55	000	3	OS63GD03P	1SCA115207R1001	1	1.3
63	30/37/55	000	4	OS63GD04N2P	1SCA115209R1001	1	1.6
125	55/75/110	000, 00	3	OS125GD03P	1SCA115639R1001	1	1.5
125	55/75/110	000, 00	4	OS125GD04N2P	1SCA115877R1001	1	1.8
160	75/90/132	000, 00	3	OS160GD03P	1SCA115399R1001	1	1.5
160	75/90/132	000, 00	4	OS160GD04N2P	1SCA115882R1001	1	1.8

### Side operated switch fuses without handle and shaft

OS32G...63G\_ include protected tunnel terminals (IP20) and OS125G...160G include a terminal bolt kit.

Rated op. current AC-20...23 ≤ 690V [A]	Rated op. power AC-23 400/500/690V [kW]	Fuse size	Number of poles	Type	Order number	Units/ type [pcs]	Weight/ unit [kg]
--	--	-----------	-----------------	------	--------------	-------------------	-------------------

32	15/18.5/22	000	3	OS32GDS30	1SCA115963R1001	1	1.3
32	15/18.5/22	000	4	OS32GDS40N2	1SCA116046R1001	1	1.6
63	30/37/55	000	3	OS63GDS30	1SCA116007R1001	1	1.3
63	30/37/55	000	4	OS63GDS40N2	1SCA116047R1001	1	1.6
125	55/75/110	000, 00	3	OS125GDS30	1SCA115966R1001	1	1.5
125	55/75/110	000, 00	4	OS125GDS40N2	1SCA115967R1001	1	1.8
160	75/90/132	000, 00	3	OS160GDS30	1SCA115968R1001	1	1.5
160	75/90/132	000, 00	4	OS160GDS40N2	1SCA115969R1001	1	1.8

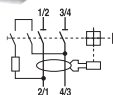
### Shafts and handles included as standard / Front operated switch fuses

Suitable for switches	Included shaft	Included handle	Included terminal bolts
-----------------------	----------------	-----------------	-------------------------

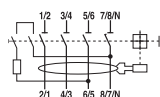
OS32G...63G_	OXF6X161	OHB45J6	
OS125G...160G_	OXF6X161	OHB65J6	M8x25

OS\_N2\_ = Non-fused neutral on the right side

AC



2CSF40050F0001



2CSF40051F0001

F 200 AC

Función: protección contra los riesgos de una corriente de defecto a tierra, alterna senoidal tipo AC; protección contra contactos indirectos y protección adicional contra contactos directos (con  $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$ ); mando y aislamiento de circuitos óhmicos e inductivos.

Aplicación: terciario e industrial.

Norma de referencia: IEC/EN 61008

Número de polos	Sensibilidad Intensidad		Tipo	Código pedido	Peso Ud.	Unidad embalaje
	$I_{\Delta n} \text{ mA}$	$I_n \text{ A}$			kg	
2	10	16	F202 AC-16/0.01	2CSF202001R0160	0.225	1/6
	30	25	F202 AC-25/0.03	2CSF202001R1250	0.225	1/6
		40	F202 AC-40/0.03	2CSF202001R1400	0.225	1/6
		63	F202 AC-63/0.03	2CSF202001R1630	0.225	1/6
	100	25	F202 AC-25/0.1	2CSF202001R2250	0.225	1/6
		40	F202 AC-40/0.1	2CSF202001R2400	0.225	1/6
		63	F202 AC-63/0.1	2CSF202001R2630	0.225	1/6
	300	25	F202 AC-25/0.3	2CSF202001R3250	0.225	1/6
		40	F202 AC-40/0.3	2CSF202001R3400	0.225	1/6
		63	F202 AC-63/0.3	2CSF202001R3630	0.225	1/6
	500	25	F202 AC-25/0.5	2CSF202001R4250	0.225	1/6
		40	F202 AC-40/0.5	2CSF202001R4400	0.225	1/6
4		25	F204 AC-25/0.03	2CSF204001R1250	0.375	1/3
		40	F204 AC-40/0.03	2CSF204001R1400	0.375	1/3
		63	F204 AC-63/0.03	2CSF204001R1630	0.375	1/3
	100	25	F204 AC-25/0.1	2CSF204001R2250	0.375	1/3
		40	F204 AC-40/0.1	2CSF204001R2400	0.375	1/3
		63	F204 AC-63/0.1	2CSF204001R2630	0.375	1/3
	300	25	F204 AC-25/0.3	2CSF204001R3250	0.375	1/3
		40	F204 AC-40/0.3	2CSF204001R3400	0.375	1/3
		63	F204 AC-63/0.3	2CSF204001R3630	0.375	1/3
	500	25	F204 AC-25/0.5	2CSF204001R4250	0.375	1/3
		40	F204 AC-40/0.5	2CSF204001R4400	0.375	1/3
		63	F204 AC-63/0.5	2CSF204001R4630	0.375	1/3

C



SK 018 B 01

1  
2



SK 019 B 01

1 3  
2 4



SK 020 B 01

1 3 5  
2 4 6

## S 200 - Curva de disparo C

Función: protección y control de los circuitos mixtos (óhmicos-inductivos-capacitivos) contra sobrecargas y cortocircuitos con baja corriente de arranque.

Aplicaciones: residencial, terciario e industrial.

Norma de referencia: IEC/EN 60898, IEC/EN 60947-2

I<sub>cn</sub> = 6 kA

Número de polos	Intensidad In	A	Tipo	Código pedido	Peso Ud. kg	Unidad embalaje
1	0.5		S 201-C 0.5	2CDS 251 001 R0984	0.125	10
	1		S 201-C 1	2CDS 251 001 R0014	0.125	10
	1.6		S 201-C 1.6	2CDS 251 001 R0974	0.125	10
	2		S 201-C 2	2CDS 251 001 R0024	0.125	10
	3		S 201-C 3	2CDS 251 001 R0034	0.125	10
	4		S 201-C 4	2CDS 251 001 R0044	0.125	10
	6		S 201-C 6	2CDS 251 001 R0064	0.125	10
	8		S 201-C 8	2CDS 251 001 R0084	0.125	10
	10		S 201-C 10	2CDS 251 001 R0104	0.125	10
	13		S 201-C 13	2CDS 251 001 R0134	0.125	10
	16		S 201-C 16	2CDS 251 001 R0164	0.125	10
	20		S 201-C 20	2CDS 251 001 R0204	0.125	10
	25		S 201-C 25	2CDS 251 001 R0254	0.125	10
	32		S 201-C 32	2CDS 251 001 R0324	0.125	10
	40		S 201-C 40	2CDS 251 001 R0404	0.125	10
	50		S 201-C 50	2CDS 251 001 R0504	0.125	10
	63		S 201-C 63	2CDS 251 001 R0634	0.125	10
U <sub>Bmax</sub> 440 V ~						
2	0.5		S 202-C 0.5	2CDS 252 001 R0984	0.250	5
	1		S 202-C 1	2CDS 252 001 R0014	0.250	5
	1.6		S 202-C 1.6	2CDS 252 001 R0974	0.250	5
	2		S 202-C 2	2CDS 252 001 R0024	0.250	5
	3		S 202-C 3	2CDS 252 001 R0034	0.250	5
	4		S 202-C 4	2CDS 252 001 R0044	0.250	5
	6		S 202-C 6	2CDS 252 001 R0064	0.250	5
	8		S 202-C 8	2CDS 252 001 R0084	0.250	5
	10		S 202-C 10	2CDS 252 001 R0104	0.250	5
	13		S 202-C 13	2CDS 252 001 R0134	0.250	5
	16		S 202-C 16	2CDS 252 001 R0164	0.250	5
	20		S 202-C 20	2CDS 252 001 R0204	0.250	5
	25		S 202-C 25	2CDS 252 001 R0254	0.250	5
	32		S 202-C 32	2CDS 252 001 R0324	0.250	5
	40		S 202-C 40	2CDS 252 001 R0404	0.250	5
	50		S 202-C 50	2CDS 252 001 R0504	0.250	5
	63		S 202-C 63	2CDS 252 001 R0634	0.250	5
U <sub>Bmax</sub> 440 V ~						
3	0.5		S 203-C 0.5	2CDS 253 001 R0984	0.375	1
	1		S 203-C 1	2CDS 253 001 R0014	0.375	1
	1.6		S 203-C 1.6	2CDS 253 001 R0974	0.375	1
	2		S 203-C 2	2CDS 253 001 R0024	0.375	1
	3		S 203-C 3	2CDS 253 001 R0034	0.375	1
	4		S 203-C 4	2CDS 253 001 R0044	0.375	1
	6		S 203-C 6	2CDS 253 001 R0064	0.375	1
	8		S 203-C 8	2CDS 253 001 R0084	0.375	1
	10		S 203-C 10	2CDS 253 001 R0104	0.375	1
	13		S 203-C 13	2CDS 253 001 R0134	0.375	1
	16		S 203-C 16	2CDS 253 001 R0164	0.375	1
	20		S 203-C 20	2CDS 253 001 R0204	0.375	1
	25		S 203-C 25	2CDS 253 001 R0254	0.375	1
	32		S 203-C 32	2CDS 253 001 R0324	0.375	1
	40		S 203-C 40	2CDS 253 001 R0404	0.375	1
	50		S 203-C 50	2CDS 253 001 R0504	0.375	1
	63		S 203-C 63	2CDS 253 001 R0634	0.375	1
U <sub>Bmax</sub> 440 V ~						

## 9 Datos técnicos

### 9.1 BatFuse-A.01

#### Fusible

Tipo	NH00
Soporte	Portafusible simple
Cantidad	2

#### Información eléctrica

Tensión nominal	12 V / 24 V / 48 V
Corriente nominal (según fusible)	125 A

#### Conexión de la batería

Cantidad por polo	2
Terminal del cable en tubo	M8
Sección del cable máxima	2 x 70 mm <sup>2</sup> / 2 x 35 mm <sup>2</sup>
Diámetro exterior de los cables	2 x 14 mm ... 21 mm

#### Conexión del Sunny Island / Sunny Backup

Cantidad de Sunny Island / Sunny Backup que se pueden conectar	1
Terminal del cable en tubo	M8
Sección del cable máxima	70 mm <sup>2</sup>
Diámetro exterior del cable	14 mm ... 21 mm

#### Peso y dimensiones

Ancho x alto x fondo (en mm)	254 x 180 x 111
Peso	1,5 kg

#### Condiciones ambientales

Temperatura ambiente	-20 °C ... +60 °C
Humedad (sin condensación)	100 %

#### Datos generales

Clase de protección según DIN EN 60529	IP65
Declaración de conformidad de la UE	incluida, sección de descargas de <a href="http://www.SMA-Iberica.com">www.SMA-Iberica.com</a>
Montaje	Montaje en pared



## **SISTEMA DE AUTOGENERACIÓN AISLADA RENOVABLE**

Municipio de Molina de Aragón.

Anexo II

Dossier PVSYST.

Autor: Carlos González Álvarez.

Tutor: Gabriel Ruiz Ruiz.

Fecha: Septiembre de 2013.

PVSYST V6.06		14/05/13		Página 1/3	
<p align="center"><b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b></p>					
<b>Proyecto : Proyecto Aislado at Molina de Aragon</b>					
<b>Lugar geográfico</b>		<b>Molina de Aragon</b>		<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>		Latitud	40.8°N	Longitud	1.9°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	1101 m
<b>Datos climatológicos</b>		<b>Molina de Aragon</b>	Síntesis	Meteonorm 6.1	
<b>Variante de simulación : Nueva variante de simulación</b>					
		Fecha de simulación	14/05/13 22h50		
<b>Parámetros de la simulación</b>					
<b>Orientación Plano Receptor</b>		Inclinación	30°	Acimut	0°
<b>Modelos empleados</b>		Transposición	Perez	Difuso	Liu-Jordan
<b>Perfil obstáculos</b>		Sin perfil de obstáculos			
<b>Sombras cercanas</b>		Sin sombreado			
<b>Características generador FV</b>					
<b>Módulo FV</b>		Si-mono	Modelo	<b>BSM c- Si M 48 EU40123_V1_185 Wp</b>	
			Fabricante	Bosch Solar Energy AG	
Número de módulos FV		En serie	9 módulos	En paralelo	1 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	9	Pnom unitaria	185 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	<b>1665 Wp</b>	En cond. funciona.	1486 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	187 V	I mpp	7.9 A
Superficie total		Superficie módulos	<b>12.0 m²</b>	Superf. célula	10.4 m²
<b>Inversor</b>			Modelo	<b>Sunny Boy SB 1600TL</b>	
			Fabricante	SMA	
Características		Tensión Funciona.	125-480 V	Pnom unitaria	1.60 kW AC
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>					
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)				TONC	56 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	392 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %	
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05	
Perfil definido usuario					
<b>Necesidades de los usuarios :</b> Carga ilimitada (red)					

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

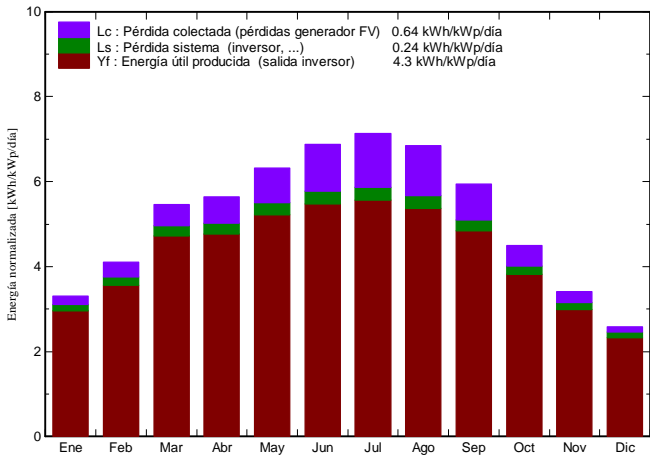
Proyecto : Proyecto Aislado at Molina de Aragon

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

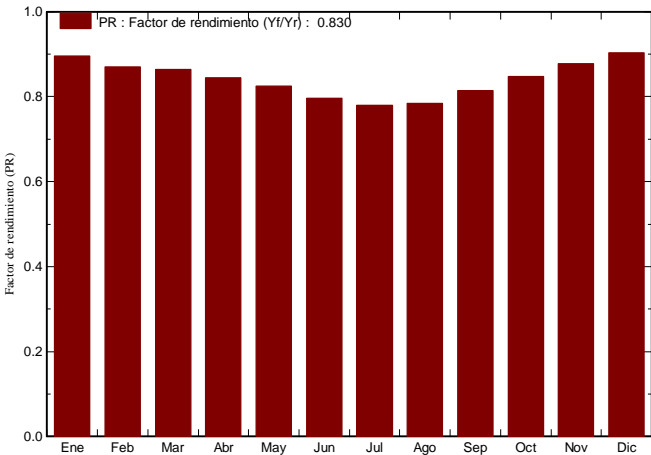
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	30°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	BSM c- Si M 48 EU40123_V	Pnom	1665 Wp
Generador FV	N° de módulos	9	Pnom total	1665 Wp
Inversor	Modelo	Sunny Boy SB 1600TL	Pnom	1600 W ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	2616 kWh/año	Produc. específico 1571 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	83.0 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1665 Wp



Factor de rendimiento (PR)



Nueva variante de simulación

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
Enero	62.5	4.30	102.3	99.3	160.9	152.7	13.15	12.48
Febrero	78.5	5.67	114.9	111.7	175.6	166.4	12.78	12.11
Marzo	135.1	9.62	169.5	164.5	256.3	243.6	12.65	12.02
Abril	156.3	11.39	169.4	164.1	251.2	238.1	12.40	11.75
Mayo	198.1	15.52	196.1	189.8	283.9	269.1	12.11	11.48
Junio	217.2	21.20	206.5	199.8	288.9	273.8	11.70	11.09
Julio	228.4	23.23	221.2	214.4	303.1	287.1	11.46	10.85
Agosto	199.1	22.74	212.3	206.0	292.6	277.4	11.53	10.93
Septiembre	148.4	18.32	178.3	173.1	254.8	241.9	11.95	11.34
Octubre	102.7	13.23	139.4	135.5	207.5	196.8	12.45	11.80
Noviembre	64.4	7.10	102.2	99.3	157.6	149.3	12.90	12.22
Diciembre	49.0	4.13	79.9	77.4	127.2	120.1	13.31	12.58
Año	1639.6	13.08	1892.0	1834.9	2759.6	2616.2	12.20	11.56

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** Proyecto Aislado at Molina de Aragon
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV		inclinación	30°	acimut 0°
Módulos FV		Modelo	BSM c- Si M 48 EU40123_V	Pnom 165 Wp
Generador FV		Nº de módulos	9	Pnom total 1665 Wp
Inversor		Modelo	Sunny Boy SB 1600TL	Pnom 1600 W ac
Necesidades de los usuarios		Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año

